

На правах рукописи



ФАЙСТ ИРИНА АЛЕКСАНДРОВНА

**ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ
РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ**

Специальность: 2.8.4 – Разработка и эксплуатация
нефтяных и газовых месторождений

**Автореферат диссертации на соискание ученой степени
кандидата технических наук**

Москва – 2023

Работа выполнена в федеральном государственном автономном образовательном учреждении высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина».

Научный руководитель: **Ермолаев Александр Иосифович**
доктор технических наук, профессор

Официальные оппоненты: **Родионов Сергей Павлович**
доктор физико-математических наук, главный научный сотрудник лаборатории нефтегазовой механики.
Тюменский филиал ФГБУН «Институт теоретической и прикладной механики им. С.А. Христиановича Сибирского отделения РАН»

Аникеев Даниил Павлович,
кандидат технических наук, старший научный сотрудник, заведующий лабораторией газонефтеконденсатоодачи пластов имени С.Н. Закирова, ФГБУН «Институт проблем нефти и газа РАН»

Ведущая организация: **ООО «НОВАТЭК НТЦ»**

Защита диссертации состоится 25 мая 2023 г., в 17.00 ч. на заседании диссертационного совета 24.2.369.06 на базе федерального государственного автономного образовательного учреждения высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» по адресу: г. Москва, Ленинский проспект, д. 65, корп. 1, ауд. 323-9.

С диссертацией можно ознакомиться в научно-технической библиотеке ФГАОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина» и на сайте <http://www.gubkin.ru>.

Автореферат разослан « ____ » _____ 2023 г.

Ученый секретарь диссертационного совета, к.т.н., доцент

Богатырева Елена Викторовна

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность диссертационной работы. Объектом данных диссертационных исследований являются процессы разработки газоконденсатных месторождений, основной проблемой при эксплуатации которых является увеличение пластовых потерь конденсата при снижении пластового давления, что ведет, соответственно, к уменьшению конденсатоотдачи пластов. В пластах месторождений, разрабатываемых на режиме истощения, остаточные запасы могут достигать 60% начальных запасов конденсата. По данным лабораторных исследований ретроградные потери конденсата, возникающие при падении пластового давления ниже давления начала конденсации, составляют 50÷80% от его потенциальных запасов. Одним из технологических способов повышения конденсатоотдачи является сайклинг-процесс – обратное нагнетание в пласт добытого и подготовленного к закачке газа. Сайклинг-процесс далеко не всегда оказывается рентабельным способом разработки ввиду значительных дополнительных затрат на его применение по сравнению с добычей газа и конденсата на естественном режиме. Если предполагается разработка газоконденсатной залежи на режиме истощения, то резервом снижения пластовых потерь конденсата может оказаться выбор рациональных режимов эксплуатации скважин, позволяющих повысить степень извлечения конденсата при обеспечении требуемых уровней добычи газа.

Таким образом, совершенствование технологий разработки газоконденсатных месторождений для повышения конденсатоотдачи продуктивных пластов, является актуальной задачей, стоящей перед газодобывающей отраслью.

Разработанность темы диссертации. Теоретическим фундаментом данных исследований служили работы видных российских и зарубежных специалистов в области моделирования, проектирования и управления процессами разработки месторождений нефти и газа таких, как Х. Азиз, А.И. Брусиловский, Г.А. Зотов, Р.Д. Каневская, Ю.П. Кортаев, Б.Л. Лапук, В.И. Лапшин, Л.С. Лейбензон, М. Маскет, М.В. Мееров, А.И. Пономарев, Э. Сеттари, Г.С. Степанова, И.Н. Стрижов, В.Р. Хачатуров, И.А. Чарный, А.Н. Шандрыгин, А.И. Ширковский.

Целью настоящих исследований является создание и обоснование методов определения значений технологических параметров процессов разработки газоконденсатных залежей, направленных на снижение пластовых потерь конденсата.

Основное содержание исследований, результаты которых представлены в данной диссертации, посвящено разработке и обоснованию таких методов. С математической точки зрения эти методы представляют собой алгоритмы решения задач на условный экстремум (методы математического программирования или методы оптимизации).

С учетом поставленной цели **основными задачами исследований** являются:

- 1) анализ основных проблем и существующих технологий разработки газоконденсатных залежей;
- 2) постановка и математическая формулировка задачи перевода эксплуатационных скважин под нагнетание при использовании сайклинг-процесса;
- 3) постановка и математическая формулировка задач минимизации пластовых потерь конденсата при выполнении требований к суммарному отбору газа;
- 4) разработка и обоснование алгоритма определения коэффициентов сопротивления фильтрации, учитывающих взаимодействие скважин;
- 5) разработка теоретического обоснования алгоритмов распределения заданного суммарного отбора газа по скважинам;
- 6) численное исследование разработанных алгоритмов.

В согласии с этим **на защиту выносятся** следующие основные результаты (положения) диссертационной работы:

- 1) модель перевода эксплуатационных скважин под нагнетание при применении сайклинг-процесса;
- 2) постановки и математические формулировки задач оптимизации режимов эксплуатации газоконденсатных скважин;
- 3) формулы для расчета коэффициентов фильтрационного сопротивления группы взаимодействующих газоконденсатных скважин;
- 4) методы распределения заданного суммарного отбора газа по скважинам по критерию минимума потерь пластовой энергии;
- 5) теоретическое обоснование алгоритмов оптимизации дебитов скважин;
- 6) результаты численного исследования (апробации) разработанных моделей и алгоритмов.

Научная новизна отмеченных выше основных результатов диссертации обусловлена следующим:

- предложенный метод определения коэффициентов сопротивления фильтрации группы взаимодействующих скважин газоконденсатных залежей базируется на принципе Ле Шателье и, в отличие от существующих способов, позволяет рассматривать неоднородные продуктивные пласты, используя при этом лишь фактические данные об эксплуатации скважин;
- модель и алгоритм выбора скважин под нагнетание при использовании сайклинг-процесса, в отличие от известных подходов, позволяют использовать лишь фактические

данные об эксплуатации скважин без дополнительного моделирования сайклинг-процесса;

- модели и алгоритмы оптимизации дебитов скважин, в отличие от известных алгоритмов аналогичного назначения, используют в качестве критерия оптимизации минимум пластовых потерь конденсата при выполнении требований к объемам добычи газа и ограничений на диапазоны допустимых значений дебитов газа скважин.

Теоретическая ценность полученных в диссертации результатов заключается в следующем:

- предлагаемые модели и алгоритмы по сравнению с известными подходами к управлению процессами разработки газоконденсатных залежей в большей степени учитывают специфику таких задач;

- метод определения коэффициентов сопротивления фильтрации базируется на принципе Ле Шателье, что дает возможность получить коэффициенты в явном виде;

- разработано теоретическое обоснование алгоритмов оптимизации, включающее доказательство достаточных условий существования допустимых решений, поставленных задач оптимизации, формирование условий, при которых оптимальные решения могут быть получены в аналитическом виде;

- предлагаемые алгоритмы оптимального распределения заданной суммарной производительности группы газоконденсатных скважин позволяют получить либо оптимальное решение задачи, либо приближенное решение, погрешность которого можно оценить;

- предлагаемые модели и алгоритмы, используя декомпозицию исходных задач, заменяют решение одной задачи большой размерности решением серии задач значительно меньшей размерности.

Практическая значимость разработанных моделей и алгоритмов заключается в том, что применение разработанных моделей и алгоритмов, снижая количество обращений к гидродинамическому симулятору и заменяя решение исходных задач большой размерности решением серии задач меньшей размерности, позволяет сократить время решения задачи управления разработкой реальных объектов добычи газа и конденсата. Таким образом возникает возможность оперативно управлять режимами работы скважин на основе критерия минимума потерь пластовой энергии и прогнозировать дебит скважин на заданном временном интервале, а также заранее планировать наиболее целесообразные геолого-технические мероприятия.

В качестве **методов исследования**, наряду с разработанными алгоритмами, в диссертации используются методы линейного и нелинейного программирования,

численные методы решения нелинейных уравнений, а также гидродинамическое моделирование.

Достоверность полученных в диссертации результатов базируется на доказательстве утверждений, на основе которых строятся алгоритмы решения поставленных задач и выполнении тестовых расчетов, результаты которых подтвердили работоспособность и эффективность предлагаемых моделей и алгоритмов.

Личный вклад автора состоит в разработке и обосновании методов оптимизации, выполнении численных исследований, включавших расчеты по предлагаемым алгоритмам и расчеты с использованием современных программных комплексов по гидродинамическому моделированию с целью сравнения эффективности разработанных алгоритмов с процедурами оптимизации гидродинамических симуляторов, апробации результатов исследований, в том числе, в виде публикаций и научных докладов.

Апробация работы. Результаты и основные положения диссертации докладывались и апробировались на следующих конференциях и семинарах:

1) 14th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery (ECMOR XIV, Catania, Sicily, Italy, 8-11 September 2014);

2) Германно-Российском Студенческом форуме по природному газу (Технический университет «Фрайбергская Горная Академия», Германия, Фрайберг, 18-19 сентября 2017);

3) Всероссийской научной конференции, посвящённой 30-летию Института проблем нефти и газа Российской академии наук «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности» (Москва, 11-13 октября 2017);

4) 16th European Conference on the Mathematics of Oil Recovery (ECMOR XVI, Spain, Barcelona, 3-6 September 2018);

5) Международной конференции «Нефть и Газ 2018» (РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 22-25 апреля 2019);

6) XV-м Международном форуме-конкурсе студентов и молодых ученых «Актуальные проблемы недропользования» (Санкт-Петербургский горный университет, Санкт-Петербург, 13-17 мая 2019);

7) 2nd Conference of Computational Methods in Offshore Technology and First Conference of Oil and Gas Technology (27–29 November 2019, Stavanger, Norway).

Публикации. Основное содержание диссертации опубликовано в 12 научных работах, в том числе, в 4 статьях в журналах, включенных в Перечень рецензируемых научных изданий, утвержденный ВАК Минобрнауки РФ и в 4 публикациях, входящих в

международные реферативные базы данных и системы цитирования.

Объем работы. Диссертационная работа состоит из введения, 4 разделов, содержащих основные выводы, заключения, списка использованных литературных источников (116 наименований). Работа изложена на 156 страницах машинописного текста, содержит 49 рисунков и 11 таблиц.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

Во введении представлено обоснование актуальности выбранной темы диссертационной работы, сформулированы цель, задачи исследования, их научная новизна и практическая значимость для применения на производстве, приведены защищаемые положения (результаты).

В первом разделе выполнен анализ основных проблем разработки газоконденсатных залежей, которые приводят, в конечном итоге, к пластовым потерям конденсата из-за ретроградной конденсации, снижению газо- и конденсатоотдачи и, соответственно, существенному снижению показателей эффективной разработки залежей. По данным лабораторных исследований ретроградные потери конденсата могут составить 50 – 80% от его потенциальных запасов.

Одним из эффективных технологических способов увеличения конденсатоотдачи продуктивных отложений является поддержание пластового давления закачкой сухого газа в продуктивный пласт (сайклинг-процесс). При сайклинг-процессе добываемый из скважин газ проходит полную сепарацию и, освободившись от конденсата, закачивается обратно в продуктивный пласт. Сайклинг-процесс обычно экономически рентабелен при разработке месторождений с высоким содержанием высококипящих углеводородов в газе (содержание конденсата в газе должно быть не ниже $80\div 100$ г/м³ для успешной реализации этого метода).

Несмотря на возможность обеспечения высоких коэффициентов конденсатоотдачи, следует отметить, что применение технологии сайклинг-процесса сопровождается увеличением капитальных вложений и консервацией запасов газа на длительный период времени. Это во многих случаях приводит к значительному снижению его технико-экономической эффективности.

Представленный в данном разделе анализ мирового и российского опыта применения сайклинг-процесса, его достоинств и недостатков позволяет утверждать, во-первых, о необходимости поиска эффективных вариантов его реализации в конкретных геолого-промысловых условиях, и, во-вторых, если применение сайклинг-процесса по

каким-либо причинам не является целесообразным, о необходимости поиска других возможностей повышения эффективности разработки газоконденсатных месторождений.

Одной из таких возможностей является выбор рациональных режимов эксплуатации газоконденсатных скважин. В свою очередь, для успешной реализации сайклинг-процесса и повышения обоснованности режимов эксплуатации скважин требуется решение оптимизационных задач и, соответственно, привлечение методов оптимизации. Именно это направление совершенствования процессов разработки газоконденсатных залежей является основным «лейтмотивом» данных исследований.

В связи с этим в первом разделе выполнен анализ средств оптимизации, встроенных в коммерческие программные комплексы по гидродинамическому моделированию (Eclipse, tNavigator). Эти средства оптимизации реализуются в виде алгоритмов нелинейного программирования и генетических алгоритмов, позволяющих решать широкий круг задач оптимизации (оптимального управления). Однако указанное достоинство этих методов является причиной их недостатков, состоящих в том, что у этих методов возможность использования специфики решаемых задач крайне ограничена. В результате этого эффективность методов при решении задач большой размерности (что типично для задач оптимизации процессов разработки залежей углеводородов) резко падает (экспоненциально возрастают необходимые объемы оперативной памяти компьютера и время решения). Напротив, предлагаемые в диссертации алгоритмы (см. ниже), полностью используя особенности решаемых задач, позволяют обойти указанное затруднение методов общего характера.

В первом разделе представлены также результаты классических исследований, которые послужили обоснованием предлагаемых в настоящей диссертации решений (см. разделы 3 и 4). Эти результаты касаются вопросов учета интерференции скважин при моделировании процессов добычи нефти и газа. И.А. Чарный предложил модель интерференции скважин, дренирующих однородный нефтенасыщенный пласт с удаленным контуром питания:

$$\sum_{j=1}^n y_{ij} q_j = \Delta P_i, \quad i = \overline{1, n}. \quad (1)$$

Коэффициенты y_{ij} могут быть представлены в явном виде:

$$y_{ij} = \frac{\mu}{2\pi kh} \cdot \ln(R_k/R_{ij}), \quad (2)$$

где k и h – соответственно, проницаемость и толщина пласта; μ – вязкость пластового флюида; P_k – давление на контуре питания; R_k – расстояние от скважины до контура питания; R_{ij} – расстояние между i -й и j -й скважинами, $i, j=1, 2, \dots, n$; $R_{ii}=R_c$ – радиус

скважины; q_i и P_i – дебит и забойное давление i -й скважины; $\Delta P_i \equiv P_k - P_i$. Как следует из формул (2), коэффициенты y_{ij} , учитывающие интерференцию скважин представлены в явном виде, что можно отнести к достоинствам модели (1). Однако корректное применение этой модели ограничивается однородным нефтенасыщенным пластом с удаленным контуром питания.

Г. А. Зотов для описания работы куста газовых скважин предложил аналитическую модель, в которой n забоев скважин куста размещались внутри круга радиуса $R_э$. При этом общая зона дренирования куста представляла собой эквивалентный круг радиуса R_k , зависящего от расстояния между кустами и их суммарными дебитами. Система уравнений, описывающая приток газа к скважинам куста, имеет вид:

$$\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n x_{ij} q_j + x_{ii} q_i = P_k^2 - P_i^2, \quad i = \overline{1, n}, \quad (3)$$

где коэффициенты x_{ij} рассчитываются по формулам:

$$x_{ij} \equiv x \left[\ln \left(\frac{R_k}{R_э} \right) - \frac{1}{4} \left(1 - \frac{R_э^2}{R_k^2} \right) \right], \quad j \neq i, \quad (4)$$

$$x_{ii} \equiv x \left[\ln \left(\frac{R_k}{R_э} \right) - \frac{1}{4} \left(1 - \frac{R_э^2}{R_k^2} \right) \right] + x \left[\ln \left(\frac{R_э}{R_{ci} \sqrt{n}} \right) \right], \quad (5)$$

через R_{ci} обозначен радиус i -й скважины, а x – коэффициент, определяющий затраты пластовой энергии, представляющий собой аналог коэффициента влияния.

Как и модель (1), система (3) содержит в явном виде коэффициенты взаимовлияния скважин куста, что следует отнести к ее достоинствам. Однако эта система предназначена для моделирования процесса эксплуатации скважин отдельного куста, дренирующего однородный газовый (газоконденсатный пласт), что также накладывает существенные ограничения на применение модели (3).

Во втором разделе предлагаются постановка и алгоритм решения задачи, связанной с одним из аспектов повышения эффективности сайклинг-процесса. А именно, в предположении, что рассматриваемое газоконденсатное месторождение находится в эксплуатации, ставится задача перевода части скважин из добывающего фонда под нагнетание, которая на содержательном уровне формулируется следующим образом:

пусть на текущий момент времени известны n - общее число добывающих скважин, их расположение на залежи и их дебиты; найти t скважин, переводимых из категории добывающих в категорию нагнетательных ($1 \leq t < n$).

Для математической формулировки задачи введем обозначения:

- R_{ij} - расстояния между скважинами, i и j - номера скважин, $i=1, \dots, n, j=1, \dots, n$;

- q_i - дебит i -й скважины по газу.

Выполним преобразование исходных данных:

$$r_{ij} = \frac{R_{ij} - R_{min}}{R_{max} - R_{min}}, \quad v_i = \frac{q_i - q_{min}}{q_{max} - q_{min}},$$

где $R_{min} = \min_{i,j}\{R_{ij}\}$, $R_{max} = \max_{i,j}\{R_{ij}\}$; $q_{min} = \min_i\{q_i\}$, $q_{max} = \max_i\{q_i\}$.

Введем искомые переменные x_i : $x_i=0$, если i -я скважина остается добывающей; $x_i = 1$, если i -я скважина переводится под нагнетание. Теперь задача принимает вид:

$$\sum_{i=1}^n x_i \sum_{j=1}^n [r_{ij}(1 - x_j) + v_i] \rightarrow \min_x, \quad (6)$$

$$\sum_{i=1}^n x_i = m, \quad (7)$$

$$x_i \in \{0, 1\}, \quad i = \overline{1, n}. \quad (8)$$

Критерий оптимальности (6) направлен на перевод в нагнетательный фонд скважин с низким дебитом, которые также окажутся наиболее близкими к скважинам, оставшимся в добывающем фонде.

Поскольку целевая функция (6) является нелинейной, решение целочисленной задачи (6)-(8) не может быть найдено с использованием стандартных методов линейного дискретного программирования. Чтобы обойти указанное затруднение, предлагается ее линеаризация. Для этого, используя известный прием, введем дополнительные переменные z_{ij} , которые подчиняются ограничениям:

$$z_{ij} \in \{0, 1\}, \quad i = \overline{1, n}; \quad j = \overline{1, n}, \quad (9)$$

$$x_i + x_j - 1 \leq z_{ij} \leq \frac{1}{2}(x_i + x_j), \quad i = \overline{1, n}; \quad j = \overline{1, n}. \quad (10)$$

Выполнение условий (9) и (10) приводит к тому, что произведение $x_j \cdot x_i$ можно заменить искомой переменной z_{ij} . Такая замена приводит к новому виду критерия (6):

$$\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n [(r_{ij} + v_i)x_i - r_{ij}z_{ij}] \rightarrow \min_x. \quad (11)$$

Таким образом, нелинейная задача (6)-(8) преобразуется в линейную задачу (11),(7)-(10), которая может быть решена известными алгоритмами линейного дискретного программирования, обладающими более высокой эффективностью при решении задач большой размерности по сравнению с методами нелинейной дискретной оптимизации.

Если предлагается применить сайклинг-процесс с момента начала разработки, т.е. всё множество эксплуатационных скважин распределить на два подмножества добывающих и нагнетательных скважин, то применение описанного выше подхода необходимо дополнить предварительным этапом, состоящим в следующем. При заданном размещении эксплуатационных скважин, считая их всех добывающими, на гидродинамическом симуляторе следует выполнить расчеты показателей и технологических параметров разработки (дебитов скважин, забойных давлений, изменения во времени газоконденсатного фактора и др.), т.е., по сути дела, сформировать некоторый допустимый вариант разработки залежи на режиме истощения. Для формирования такого варианта можно использовать алгоритмы решения задачи оптимизации дебитов скважин, предложенные в разделах 3 и 4 настоящей работы. На момент времени, при котором содержание конденсата в добываемом газе резко снижается (момент времени, при котором пластовое давление становится меньше давления начала конденсации) фиксируются дебиты скважин по газу. Эти значения, а также координаты скважин становятся исходной информацией для решения задачи (6)-(8).

В данном разделе приведен пример применения модели (6)-(8). Для проведения расчетов была выбрана гидродинамическая модель месторождения, характеризующаяся сильной неоднородностью пластов и одним непроницаемым разломом. В нагнетательный фонд надлежало перевести одну добывающую скважину из 16. Такое условие введено, чтобы оказалось возможным без применения математических процедур выявить решение, отвечающее лучшим значениям функции цели (6), и сравнить найденное «вручную» решение с результатами применения алгоритма оптимизации. В примере имитировалось поддержание пластового давления за счет частичного сайклинг-процесса. Рассматривались две стратегии: обратная закачка 30% добытого газа (стратегия I) и 15% (стратегия II) и одна стратегия без применения сайклинг-процесса (стратегия III). Скважины вводились одновременно. Сайклинг-процесс применялся с начала разработки. На этапе предварительных расчетов, выполненных с применением гидродинамического симулятора, определялись дебиты скважин. Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) и расстановка скважин были подобраны так, что сочетание характеристик «дебит – расположение скважины» наиболее благоприятно для перевода скважины № 22. Эта скважина имела незначительное удаление от всех остальных скважин и обладала небольшим дебитом. Применение модели (6)-(8) приводит к такому же решению. Результаты решения приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Результаты решения задачи (6)-(8)

Стратегии	Перевод скв. 22, КИК/КИГ, %	Перевод скв. 36, КИК/КИГ, %
I (обратная закачка 30% добытого газа)	41,0 / 86,6	40,4 / 87,0
II (обратная закачка 15% добытого газа)	39,0 / 85,9	38,5 / 86,3
III (обратная закачка газа не применяется)	30,1 / 86,7	

Расчеты и результаты, подобные рассмотренным в данном разделе, могут быть использованы для технико-экономического обоснования применения сайклинг-процесса.

В разделе 3 (а также в следующем разделе 4) исследуются возможности повышения эффективности разработки газоконденсатных залежей на естественном режиме, основанные на поиске оптимального распределения дебитов между скважинами.

Ниже предлагаются и исследуются подходы к оптимизации дебитов скважин, которые базируются на замене разности между давлением на контуре питания залежи и забойным давлением на скважине разностью между значениями функции Лейбензона на контуре питания и на скважине – ΔP_L :

$$\Delta P_L = \int_{p_w}^{p_k} \frac{k(p) \cdot \rho(p)}{\mu(p)} dp,$$

где p_k – давление на контуре, p_w – давление на скважине (забойное давление), $k_r(p)$, $\mu(p)$, $\rho(p)$ – соответственно, относительная фазовая проницаемость, вязкость и плотность газа в зависимости от давления. Предлагаемая замена позволяет теоретические результаты, полученные для процессов фильтрации несжимаемых пластовых флюидов, перенести на процессы фильтрации сжимаемых флюидов, т.е. использовать для моделирования процессов разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

Если допустимо считать, что проницаемость и вязкость газа не зависят от давления, то Q – массовый дебит скважины по газу будет подчиняться уравнению:

$$\Delta P_L = A_L Q + B_L Q^2, \quad (12)$$

где

$$A_L \equiv \left[\ln \left(\frac{R(t)}{R_w} \right) + S \right] / (2\pi kh), \quad B_L \equiv D / (2\pi kh), \quad (13)$$

h – эффективная (перфорированная) газонасыщенная толщина пласта; $R(t)$ – радиус зоны дренирования (возмущения); R_w – радиус скважины; S – скин-фактор, отражающий несовершенство скважины по степени и характеру вскрытия, $S > 0$; D – D -фактор, учитывающий нарушение закона Дарси в призабойной зоне скважины, $D > 0$.

В диссертации рассматриваются два варианта оптимального перераспределения дебитов между скважинами. Вариант 1: начальное пластовое давление выше давления начала конденсации. Вариант 2: начальное пластовое давление ниже давления начала конденсации. Под начальным моментом времени можно понимать любой текущий момент времени, принятый за начало отсчета. Критерием оптимальности в первом варианте является минимум потерь пластовой энергии, во втором – минимум пластовых потерь конденсата. И то, и другое ведет к максимизации конденсатоотдачи. Требуется также выполнить условие: *суммарный дебит всех скважин по газу должен равняться заданной величине.*

Пусть на начальный момент ($t=0$), выполняется $p_0 > p_{нк}$ (вариант 1), где p_0 – значение начального пластового давления, а $p_{нк}$ – давление начала конденсации. Пусть Q_0 – требуемый суммарный дебит всех скважин (в массовом выражении), $Q_0 > 0$.

Решение задачи базируется на промысловом опыте, согласно которому чем больше забойное давление, тем выше потенциальное содержание C_{5+} в добываемом пластовом газе. Это даёт основание для выдвижения **гипотезы I**: *максимум коэффициента извлечения конденсата эквивалентен минимуму потерь пластовой энергии, что, в свою очередь, обеспечивается разработкой продуктивных пластов с максимально возможными забойными давлениями на скважинах.*

С учетом введенной гипотезы I и формул (12) задача принимает вид:

$$\max_{1 \leq i \leq n} \{A_{Li} Q_i + B_{Li} Q_i^2\} \rightarrow \min_Q, \quad (14)$$

$$\sum_{i=1}^n Q_i = Q_0, \quad Q_i \geq 0, \quad i = \overline{1, n}, \quad (15)$$

где i - № скважины, $i=1,2,\dots,n$, а ΔP_{Li} , Q_i , A_{Li} , B_{Li} – значения параметров ΔP_L , Q , A_L , B_L , соответствующие эксплуатации i -й скважины (см. формулы (12),(13)).

Условие минимума потерь пластовой энергии при выполнении требования к суммарной производительности скважин по газу и положительных значениях дебитов скважин ($Q_i > 0$, $i=1,2,\dots,n$) эквивалентно **утверждению**: *в оптимальном решении задачи (14),(15): $\Delta P_{L1} = \dots = \Delta P_{Ln}$.* В диссертации приведено доказательство этого утверждения, основанное на применении условий оптимальности Куна-Таккера к задаче (14),(15).

Равенство всех ΔP_{Li} позволяет получить Q_j^* – оптимальные значения дебитов скважин в следующем виде:

$$Q_j^* = \frac{\sqrt{A_{Lj}^2 + 4B_{Lj}z} - A_{Lj}}{2B_{Lj}}, \quad j = \overline{1, n}, \quad (16)$$

где вспомогательная переменная z находится из решения уравнения:

$$\sum_{i=1}^n \frac{\sqrt{A_{Lj}^2 + 4B_{Lj}z} - A_{Lj}}{2B_{Lj}} = Q_0. \quad (17)$$

Для решения нелинейного уравнения (17) можно воспользоваться одним из известных численных методов.

Вариант 2. Пусть теперь p – пластовое давление на текущий момент времени меньше давления начала конденсации: $p \leq p_{\text{нк}}$. Приток газа считается установившимся (псевдостационарным). Связь между конденсатогозовым фактором (КГФ) и функцией Лейбензона представим линейной зависимостью:

$$КГФ_i = C_0 - a\Delta\bar{P}_i, \quad (18)$$

где $\Delta\bar{P}_i = P_{\text{нк}} - P$ – разность между значениями функции Лейбензона при давлении начала конденсации и текущем пластовом давлении, $P_{\text{нк}} > P$; C_0 – начальное содержание конденсата; a – коэффициент снижения конденсатосодержания, $a > 0$. Значения z -фактора и вязкости принимаются постоянными.

Требуется так распределить по скважинам заданную суммарную производительность, чтобы минимизировать пластовые потери конденсата:

$$Q_{\text{по}} = Q_{\text{пт}} - Q_{\text{р}} = a \sum_{i=1}^n Q_i \Delta\bar{P}_i(\bar{Q}) \rightarrow \min_{\bar{Q}}, \quad (19)$$

где $Q_{\text{по}}$ – потери конденсата в пласте, $Q_{\text{пт}}$ – потенциальная добыча конденсата, $Q_{\text{р}}$ – реальная добыча конденсата ($Q_{\text{по}}$, $Q_{\text{пт}}$, $Q_{\text{р}}$ выражаются в единицах массы); \bar{Q} – вектор, компонентами которого являются Q_i , где Q_i – дебит (массовый) i -й скважины, $i=1,2,\dots,n$.

Параметр $\Delta\bar{P}_i(\bar{Q})$ определяется формулой:

$$\Delta\bar{P}_i(\bar{Q}) = P_{\text{нк}} - P_i = P_{\text{к}} - \Delta - P_i = \Delta P_i(\bar{Q}) - \Delta, \quad (20)$$

где $P_{\text{нк}}$, $P_{\text{к}}$ и P_i – значения функции Лейбензона, соответственно, при давлении начала конденсации, давлении на контуре и давлении на забое i -й скважины; $\Delta \equiv P_{\text{к}} - P_{\text{нк}}$, а $\Delta P_i(\bar{Q}) \equiv P_{\text{к}} - P_i$ определяется согласно принципу суперпозиции:

$$\Delta P_i(\bar{Q}) = \sum_{j=1}^n \Delta P_j = \sum_{j=1}^n \frac{Q_j}{2\pi k_j h_j \alpha_j} \ln \frac{R_j(t)}{d_{ij}}, \quad i = \bar{1}, n. \quad (21)$$

По сути дела, каждое i -е уравнение системы (21) представляет собой некоторую модификацию i -го уравнения системы (1), учитывающую неоднородность пласта и замену

значений давления на значения функции Лейбензона, и позволяющую ориентироваться на применение системы уравнений (1) в качестве модели интерференции газоконденсатных скважин.

Величины a и Δ являются константами (см. (18) и (20)), причем $a > 0$, и, и введено условие (15), благодаря которому сумма

$$\sum_{i=1}^n Q_i \Delta = Q_0 \Delta$$

также становится константой. Следовательно, a и Δ не влияют на процесс оптимизации. Поэтому в дальнейшем ими можно пренебречь, что позволяет оптимизацию дебитов во втором варианте свести к решению задачи:

$$\sum_{i=1}^n Q_i \Delta \bar{P}_i(Q_i) \rightarrow \min_{Q_i}, \quad (22)$$

$$\sum_{i=1}^n Q_i = Q_0. \quad (23)$$

Если для решения задачи (22),(23) применить метод неопределенных множителей Лагранжа, то ее решение сведется к поиску корней системы линейных алгебраических уравнений:

$$\frac{Q_i}{\pi k_i h_i \alpha_i} \ln \frac{R_i(t)}{R_{wi}} + \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^n \frac{Q_j}{2\pi k_j h_j \alpha_j} \ln \frac{R_j(t)}{d_{ij}} + \lambda = 0, \quad i = \overline{1, n},$$

$$\sum_{i=1}^n Q_i - Q_0 = 0. \quad (24)$$

Решая систему линейных уравнений (24) относительно $Q_j, j=1,2,\dots,n$, любым из известных способов, получим оптимальные значения дебитов скважин.

В разделе 3 приведен пример показывающий, что для однородного пласта максимизация добычи конденсата обеспечивается при отсутствии перетоков между скважинами. Рассматривалась эксплуатация двух скважин. Заданными параметрами являлись расстояние между скважинами - 500 м, значение пористости - 20%, проницаемость по оси X и Y - 30 мД, по оси Z - 3 мД. Для определения перетоков между зонами дренирования при различном распределении суммарного дебита между скважинами фрагмент залежи был разделен на две области. В качестве суммарного суточного отбора был задан уровень в 200 тыс.м³/сут в поверхностных условиях (для расчетов это значение переводится из объемных единиц в массовые). Расчеты заключались в построении зависимости конденсатоотдачи от $Q_{отн}$ - относительного дебита

газа, под которым подразумевалось отношение Q_1 - дебита первой скважины к Q_0 - суммарному отбору. Результаты расчетов представлены на рисунке 1. Выполненные расчеты подтверждают: *максимальное значение накопленной добычи конденсата соответствует отсутствию перетоков между зонами дренирования.*

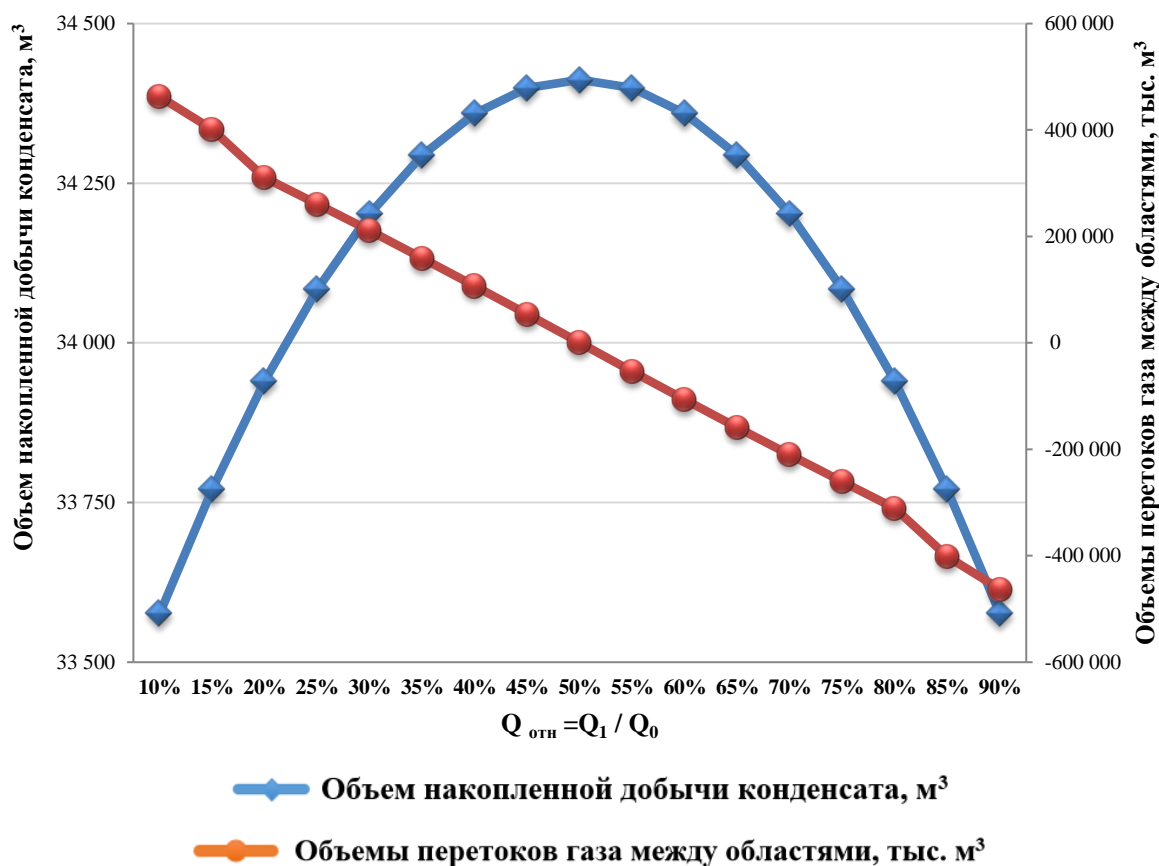


Рисунок 1 – Зависимость Q – объема накопленной добычи конденсата от относительного $Q_{отн} = Q_1 / Q_0$ – относительного дебита газа

Предлагаемая методика распределения заданного отбора по скважинам была использована для формирования одного из вариантов разработки реального месторождения. В качестве базового варианта (вариант Б) рассматривались показатели, принятые в утвержденном проекте разработки. Вариант А был сформирован на основе предлагаемой методики. Основные показатели разработки для рассматриваемых вариантов приведены в таблице 2 (КИГ – коэффициент извлечения газа, КИК – коэффициент извлечения конденсата). Расчеты проводились с применением гидродинамического симулятора Eclipse300. Под заданным отбором подразумевался годовой отбор.

Из полученных результатов (см. таблицу 2) следует, что конечный коэффициент конденсатоотдачи увеличился на 0,2%. Таким образом, результаты моделирования подтверждают работоспособность предлагаемых алгоритмов для поиска оптимального

распределения заданного суммарного отбора газа по скважинам по критерию максимума конденсатоотдачи.

Таблица 2 – Показатели разработки в вариантах Б и А

Вариант	Накопленная добыча газа, млрд. куб м	Накопленная добыча конденсата, тыс. т	КИГ, %	КИК, %
Б	35,5	895,2	84,9	25,7
А	35,5	900,7	84,9	25,9

Положительным качеством представленных моделей является то, что оптимальное распределение по скважинам заданного суммарного отбора газа сводится либо к поиску корня нелинейного уравнения (модель 1), либо к решению системы линейных уравнений (модель 2), что не вызывает затруднений вычислительного характера и при значительном числе скважин. К их недостаткам (что предопределяет ориентировочный характер результатов) следует отнести: во-первых, не учитываются ограничения на диапазоны допустимых значений дебитов; во-вторых, в первой модели не учитывается интерференция скважин; 3) во второй модели для описания процессов фильтрации пластовых флюидов в неоднородном пласте-коллекторе используется система уравнений, корректное применение которой предполагает однородность продуктивного пласта.

В разделе 4 диссертации предлагаются модели и алгоритмы оптимизации, нивелирующие указанные недостатки. Критерием оптимальности в этих моделях является минимум потерь пластовой энергии. Ограничениями – как и выше, задание на суммарную производительность по газу всех скважин и диапазоны допустимых значений дебитов.

Основой для решения поставленной задачи является взаимосвязь между P_0 – давлением на контуре питания залежи, P_i – забойным давлением i -й скважины ($i=1,2,\dots,n$), и q_1, \dots, q_n – дебитами всех скважин по газу, подчиняющаяся системе уравнений:

$$\sum_{j=1}^n x_{ij}q_j = P_0^2 - P_i^2, \quad i = \overline{1, n}, \quad (25)$$

где $q_i \geq 0$, $P_0 \geq P_i$, а x_{ij} – параметр, учитывающий сопротивление фильтрации (перетеканию) потоков газа из области питания j -й скважины к области питания i -й скважины, $x_{ij} \geq 0$.

Назовем x_{ij} – коэффициентами сопротивления фильтрации (КСФ). Такое название позволяет отличать эти коэффициенты от «традиционных» коэффициентов фильтрационного сопротивления, присутствующих в двучленной формуле притока газа к забою одиночной скважины. Кроме того, как следует из уравнений (25), их увеличение при постоянных дебитах и давлении на контуре питания залежи приводит к снижению

забойного давления, что означает увеличение затрат пластовой энергии на продвижении газа к скважинам. Использование КСФ позволяет учитывать интерференцию скважин.

Система уравнений (25) аналогична системе (3). Однако систему (25) предлагается использовать для моделирования процессов эксплуатации газоконденсатных скважин, дренирующих неоднородный пласт, причем скважины не обязательно должны принадлежать одному кусту. В связи с этим нельзя использовать формулы (4) и (5) для определения КСФ. Предлагается подход, основанный на **гипотезе II**: *в любой момент времени продуктивный пласт оказывает максимальное сопротивление фильтрации.*

Использование гипотезы II означает, что поиск наилучшего распределения заданной суммарной производительности по скважинам будет осуществляться в соответствии с принципом Ле Шателье, согласно которому система оказывает максимальное сопротивление воздействию, нарушающему её равновесие.

Исходной информацией для определения КСФ являются либо фактические промысловые данные, либо данные, полученные с помощью гидродинамического моделирования на симуляторе. Введем обозначения исходных параметров: q_{it} – дебит i -й скважины в некоторый момент времени t , $q_{it} > 0$, $t=1,2,\dots,T$, $i=1,2,\dots,n$; $\Delta_{it} = (P_{0t})^2 - (P_{it})^2$, где P_{0t} – давление на контуре питания залежи, а P_{it} – забойное давление i -й скважины в момент времени t . Пусть при $i=s$ следует, что $P_{st} \geq P_{it}$, $i=1,2,\dots,n$, а $\Delta_t = \Delta_{st} = (P_{0t})^2 - (P_{st})^2$.

Теперь для момента времени t система уравнений (25) принимает вид:

$$\sum_{j=1}^n x_{ij} q_j = \Delta_{it} \quad i = \overline{1, n}. \quad (26)$$

Требуется, исходя из заданных q_{it} и Δ_{it} , найти x_{ij} , где $i = \overline{1, n}$, $j = \overline{1, n}$. Используя гипотезу II, можно показать, что поиск КСФ сводится к решению задачи с ограничением (26), условиями $x_{ij} \geq 0$ и критерием:

$$\min_{i,j} \{x_{ij}\} \rightarrow \max_x. \quad (27)$$

Доказано: оптимальным решением задачи (27),(26) является набор $\{x_{ij}^*\}$ такой, что

$$x_{ij}^* = \frac{\Delta_t}{Q_t}, \quad j \neq i; \quad x_{ii}^* = \frac{\Delta_t}{Q_t} + \frac{\Delta_{it} - \Delta_t}{q_{it}}. \quad (28)$$

Отметим также, что формулы (4) и (5) и соотношения (28) имеют общую черту: при $i \neq j$ x_{ij} имеют одинаковую величину, а для $i=j$ x_{ij} имеют разные значения.

После определения КСФ можно перейти к формированию модели оптимального распределения заданного суммарного отбора газа по скважинам ($n > 1$) по критерию *минимума потерь пластовой энергии* на тот же момент времени t .

Зная КСФ – x_{ij}^* ($i=1,2,\dots,n, j=1,2,\dots,n$), можно перейти к оценке q_1, q_2, \dots, q_n – дебитов и P_1, P_2, \dots, P_n – забойных давлений скважин в момент времени t .

С учетом (28) связь между q_i и P_i можно представить в виде уравнений:

$$P_{0t}^2 - P_i^2 = \alpha_{it} q_i + \frac{\Delta_t}{Q_t} \sum_{j=1}^n q_j, \quad i = \overline{1, n}, \quad (29)$$

где $\alpha_{it} \equiv (\Delta_{it} - \Delta_t)/q_{it} \geq 0$.

По определению: $\Delta_{it} \equiv (P_{0t})^2 - (P_{it})^2$, откуда

$$\alpha_{it} = (P_{st}^2 - P_{it}^2)/q_{it}, \quad i = \overline{1, n}. \quad (30)$$

Т.к. по определению $\Delta_t = \Delta_{st}$ (см. выше), то из формул (30) следует, что $\alpha_{st} = 0$.

Из формулы (30) следует, что параметры α_{it} подобны коэффициентам фильтрационного сопротивления, а $1/\alpha_{it}$ имеют общие черты с коэффициентами продуктивности скважин на момент времени t .

Использование гипотезы I (см. раздел 3) и параметров α_{it} позволяет привести математическую формулировку задачи оптимизации дебитов скважин по критерию минимума потерь пластовой энергии в виде следующей модели:

$$\max_{1 \leq i \leq n} \{\alpha_{it} q_i\} \rightarrow \min, \quad (31)$$

$$\sum_{i=1}^n q_i = Q_0, \quad (32)$$

$$a_i \leq q_i \leq b_i, \quad i = \overline{1, n}, \quad (33)$$

где a_i, b_i – соответственно, минимально и максимально допустимые значения дебита i -й скважины.

В диссертации сформулировано и доказано необходимое и достаточное условие существования допустимых решений задачи (31)-(33), которое равносильно выполнению двустороннего неравенства:

$$\sum_{i=1}^n a_i \leq Q_0 \leq \sum_{i=1}^n b_i.$$

Основным результатом раздела 4 является метод приближенного решения задачи (31)-(33). Метод состоит из двух стадий. На первой стадии проверяется выполнение условий формирования точных аналитических решений задачи (31)-(33). При выполнении этих условий необходимости во второй стадии нет. В противном случае на второй стадии метод сводится к итерационной процедуре, на каждом шаге которой решение задачи оптимизации с n искомыми переменными заменяется решением n задач с одной искомой

переменной. Такая декомпозиция позволяет обойти затруднения вычислительного характера, которые возникают при решении задач большой размерности.

Предлагаемый метод позволяет получить либо оптимальное решение исходной задачи (31)-(33) в аналитическом виде или с использованием одного из численных способов поиска корня нелинейного уравнения (в диссертации для этого применяется метод дихотомии), либо метод формирует приближенное решение, степень близости которого к оптимальному решению может быть оценено.

Таким образом, отмеченные выше свойства предлагаемого метода позволяют утверждать об эффективном его применении для реальных задач оптимизации дебитов газовых и газоконденсатных скважин, связанных общим заданием по суммарной производительности.

Рассмотрено применение метода в случае, когда все забойные давления на текущий момент времени одинаковы (все $\alpha_{ii}=0$). Также рассмотрен случай, когда вместо забойных давлений максимизации подвергаются устьевые давления, что может оказаться более приемлемым с точки зрения показателей эффективности системы обустройства месторождения. Кроме этого, рассмотрена модификация метода при его применении для построения профиля добычи газа во времени для каждой скважины.

Работоспособность предложенного метода подвергалась проверке при выполнении 4-х тестовых расчетов. Ниже приведены результаты одного из таких расчетов. Расчет выполнялся на примере секторной модели фрагмента залежи, содержащего 6 добывающих горизонтальных скважин. Длина продуктивного участка каждой скважины составляет 500 м. Начальное пластовое давление – 32 МПа.

Стратегия разработки состояла из двух этапов. На первом этапе осуществлялся ввод скважин в добывающий фонд: каждые 6 месяцев вводилась новая скважина. Дебит газа всех скважин на первом этапе был одинаковым и составлял 1,34 млн. м³/сут. Через 3 года начался второй этап разработки фрагмента залежи с изменяемой суммарной добычей газа. В летний период суммарный отбор газа составлял 7,6 млн. м³/сут, а в зимний – 8,4 млн. м³/сут. Минимальный дебит для скважин составлял 800 тыс. м³/сут, максимальный – 1 500 тыс. м³/сут. Летний и зимний периоды сменяли друг друга каждые 6 месяцев в течение 5 лет. Целью оптимизации являлась максимизация добытого количества конденсата. Результаты расчетов сравнивались с результатами, полученными с помощью опции OPTIMIZE симулятора Eclipse. Часть из полученных результатов расчетов представлена на рисунке 2.

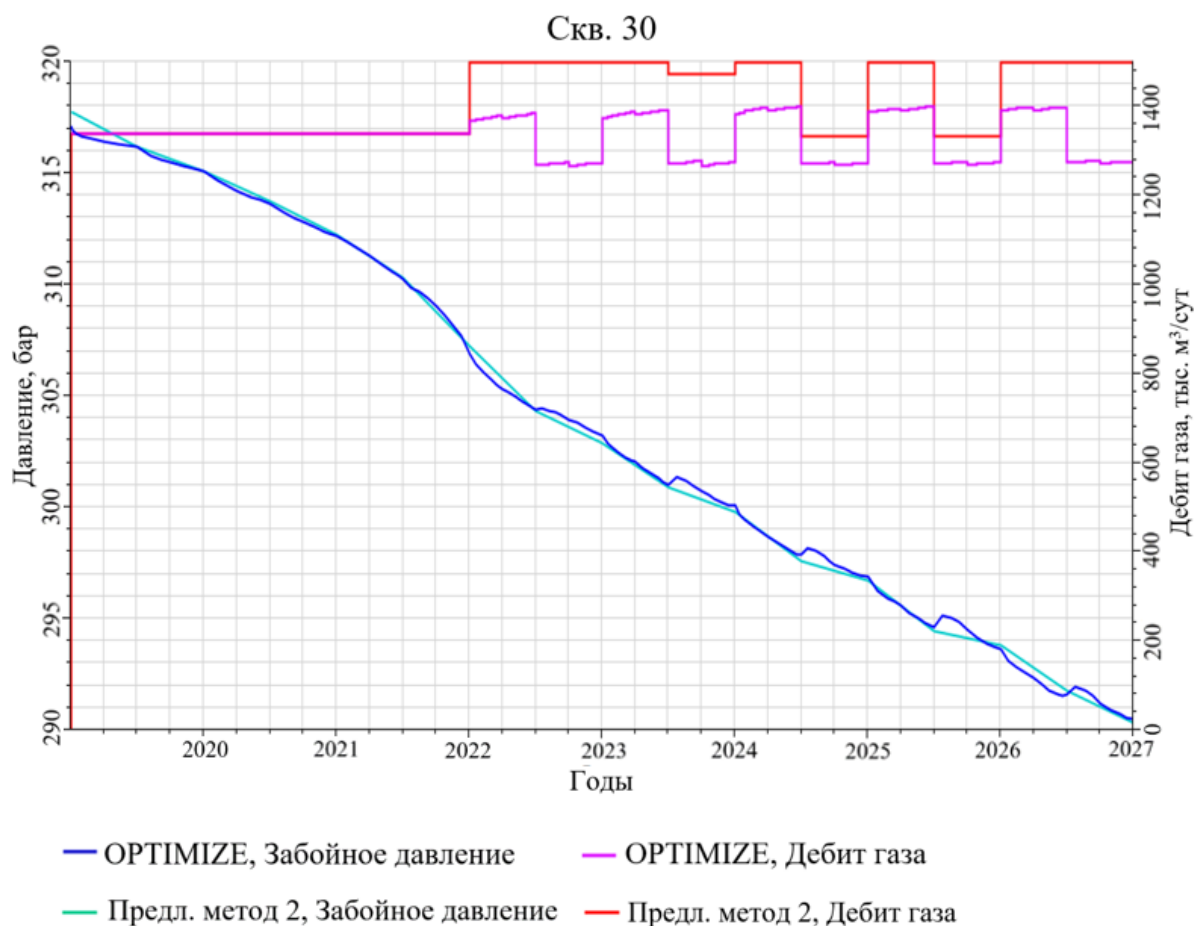


Рисунок 2 – Изменение во времени забойного давления и дебита скважины 30

Суммарное извлечение конденсата для предлагаемого метода во втором варианте составило – 6,13 млн. м³, что на 0,04 млн. м³ больше аналогичного показателя, полученного с помощью симулятора Eclipse опции OPTIMIZE. Несмотря на то, что в отличие от опции OPTIMIZE в задаче (32)-(34) конденсатоотдача не является целевой функцией, тем не менее ее оптимальное решение более высоким значением этого показателя эффективности.

Также следует отметить, что поиск оптимальных решений предлагаемым методом во всех тестовых примерах занял значительно меньше времени, чем решение задачи с помощью опции OPTIMIZE. Полученные результаты позволяют сделать вывод о возможности использования предлагаемого метода для оптимизации дебитов скважин.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Отличие результатов настоящей диссертации от известных исследований, подобных по целям и области применения, заключается в следующем.

1. В предложенных моделях оптимизации в качестве показателей эффективности используются не конечная конденсатоотдача или прибыль от разработки залежи (что является типичным для традиционных подходов), а критерии эффективности технологического характера, например, такой, как минимум пластовых потерь конденсата, эквивалентный минимуму потерь пластовой энергии (максимуму забойных или устьевых давлений). Следует отметить также, что разработанные алгоритмы, используя особенности задач (применяемых критериев оптимальности), дают возможность в некоторых случаях получить аналитические решения.

2. Использование выше указанных критериев эффективности позволяет избежать постоянного «общения» средств оптимизации со средствами гидродинамического моделирования, встроенным в симуляторы, что даёт возможность значительно сократить время, необходимое для поиска оптимального решения.

Другая возможность снижения времени на поиск оптимальных решений связана с использованием декомпозиции решаемых задач поиска условного экстремума, т.е. разделения исходной задачи на более простые с вычислительной точки зрения, каждая из которых содержит меньшее число искомым переменных.

Сокращение времени позволяет решать задачу многократно для нескольких моментов времени. В этом случае становится возможным построение для каждой скважины траектории изменения во времени ее дебита, т.е. прогнозирование добычи газа по каждой скважине и в целом по залежи на некоторый плановый период и, соответственно, заранее планировать проведение геолого-технических мероприятий при неблагоприятном прогнозе.

Кроме этого, возникает возможность решения задач большой размерности за приемлемое время, т.е. оптимизации распределения заданной добычи газа по скважинам при их значительном числе, что является типичной ситуацией при управлении процессами эксплуатации реальных объектов добычи газа и конденсата.

3. Численное исследование предлагаемых алгоритмов показало, что, несмотря на то, что оптимизация ведется не по критерию максимума конечной конденсатоотдачи, на основе которого осуществляется поиск оптимальных решений средствами оптимизации программных комплексов по гидродинамическому моделированию, тем не менее, решения, сформированные предлагаемыми алгоритмами, не уступают по этому критерию решениям, найденным такими программными комплексами.

Таким образом, отмеченные выше свойства предлагаемого метода позволяют его рекомендовать в качестве эффективного средства для оптимизации технологических параметров процессов разработки газоконденсатных залежей.

Основным назначением предлагаемых моделей и алгоритмов является формирование начального решения, которое затем может уточняться средствами оптимизации программных комплексов по гидродинамическому моделированию. Такая комбинация разработанных алгоритмов и алгоритмов оптимизации, встроенных в гидродинамические симуляторы, позволит сократить время на поиск оптимальных решений без потери точности.

Предлагаемые модели и алгоритмы могут быть адаптированы и для решения аналогичных задач управления разработкой нефтяных и газовых месторождений, а также подземных хранилищ газа.

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:

Научные статьи в журналах, включенных в Перечень рецензируемых научных изданий, утвержденный ВАК Минобрнауки РФ и входящих в международные реферативные базы данных и системы цитирования:

1. Трубачева, И.А. Метод распределения заданного отбора газа по скважинам газоконденсатного месторождения с целью увеличения конденсатоотдачи / И.А. Трубачева, А.И. Ермолаев, А.А. Некрасов // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2018. – № 3. – С. 35–40.

2. Ермолаев, А.И. Распределение заданного суммарного отбора газа по скважинам газоконденсатной залежи по критерию минимума потерь пластовой энергии / А.И. Ермолаев, А.А. Некрасов, И.А. Трубачева // Наука и техника в газовой промышленности. – 2019. – № 2. – С. 57–67.

3. Ермолаев, А.И. Алгоритм оптимизации дебитов газоконденсатных скважин / А.И. Ермолаев, И.А. Трубачева, А.А. Некрасов // Наука и техника в газовой промышленности. – 2019. – № 3. – С. 26–34.

4. Трубачева, И.А. Модель выбора скважин для реализации сайклинг-процесса / И.А. Трубачева // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2021. – № 10 (579). – С. 31–36.

5. Ермолаев, А.И. Оптимизация дебитов газоконденсатных скважин, вскрывающих низкопроницаемые пласты / А.И. Ермолаев, Е.В. Земзюлин, И.А. Трубачева // Наука и техника в газовой промышленности. – 2022. – № 2. – С. 23–28.

6. Ermolaev, A.I. Gas-condensate Field Optimization by Optimal Candidate Selection for Gas Injection [Electronic resource] / A.I. Ermolaev, A.M. Kuvichko, I.A. Trubacheva // ECMOR XIV - 14th European Conf. on the Mathematics of Oil Recovery. – Vol. 2014. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2014. – Режим доступа: <https://www.researchgate.net/publication>. – Загл. с экрана. (Scopus)

7. Ermolaev, A.I. Optimization of well rates for condensate field development [Electronic resource] / A.I. Ermolaev, A. Nekrassov, I. Trubacheva // ECMOR XVI - 16th European Conf. on the Mathematics of Oil Recovery. – Vol. 2018. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2018. – Режим доступа: <https://www.researchgate.net/publication>. – Загл. с экрана. (Scopus)

8. Ermolaev, A.I. Optimization of well gas rates for offshore gas-condensate field [Electronic resource] / A.I. Ermolaev, A.A. Nekrassov, I.A. Trubacheva // 2nd Conference of Computational Methods in Offshore Technology and First Conference of Oil and Gas Technology. – 2019. – Vol. 700. – IOP Publishing, 2019. – Режим доступа: <https://iopscience.iop.org/issue/1757-899X/700/1>. – Загл. с экрана. (Scopus)

Прочие публикации:

9. Trubacheva, I.A. Condensate recovery enhancing based on well gas redistribution for gas condensate fields / I.A. Trubacheva // Deutsch-Russischer Studentischer Erdgas-Workshop. – TU Bergakademie Freiberg, 2017. – pp. 28—33.

10. Трубочева, И.А. Распределение заданного отбора газа по скважинам газоконденсатного месторождения с целью увеличения конденсатоотдачи / И.А. Трубочева, А.И. Ермолаев, А.А. Некрасов // Материалы Всероссийской научной конференции, посвящённой 30-летию ИПНГ РАН. – М.: ООО «Аналитик», 2017. – С. 153–154.

11. Trubacheva, I.A. The methods of increasing the condensate recovery of gas-condensate deposits / I.A. Trubacheva, A.I. Ermolaev // Topical issues of rational use of natural resources. The XV international forum-contest of students and young researchers. – St. Petersburg, 2019. – С. 346.

12. Трубочева, И.А. Оптимизация дебитов скважин при разработке газоконденсатной залежи / И.А. Трубочева // Т. 1: Сборник тезисов 73-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2019». – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2019. – С. 417–418.