



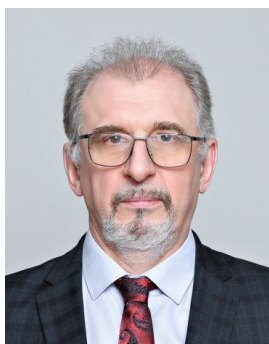
К ВОПРОСУ ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ СКВАЖИН ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

В данной работе рассматривается решение проблемы неравномерного дренирования газонасыщенного объема продуктивных пластов газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений с помощью инструмента оптимизации режимов работы скважин. Неравномерное падение пластового давления по площади для газоконденсатных месторождений может приводить к нерациональному использованию пластовой энергии, интенсивному выпадению конденсата в призабойной зоне отдельных скважин и снижать, таким образом, добычу газа. Авторами статьи предлагается решение проблемы быстрых темпов падения пластового давления с помощью оптимизации режимов работы скважин.

Ключевые слова: оптимизация, неравномерное дренирование, пластовое давление, темп падения, режим работы скважины, КГФ, газоконденсат.



Ходаков И.О.
ООО «Газпромнефть НТЦ»
руководитель направления
ilyakhodakov1996@mail.ru



Шандрыгин А.Н.
д-р техн. наук
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
главный научный
сотрудник
shan.alex2010@yandex.ru

Разработка газоконденсатных и нефтегазоконденсатных залежей месторождений природных углеводородов во многих случаях сопровождается неравномерным дренированием газонасыщенного объема продуктивных пластов, что приводит к нерациональному использованию пластовой энергии, снижению дебитов, прогрессирующему обводнению скважин на отдельных участках залежей и уменьшению, в целом, коэффициентов извлечения газа и конденсата. Данная проблема свойственна как зрелым месторождениям, находящимся на различных стадиях разработки, так и вводимым в разработку месторождениям, для которых уже в ходе их активного разбуривания на начальном этапе добычи создаются большие воронки депрессии.

Решение указанной проблемы требует применения соответствующих мероприятий по управлению разработкой месторождений, включающих оптимизацию технологических режимов эксплуатации скважин, проведение необходимых геолого-технических мероприятий (ГТМ), а также ввода новых скважин и зарезки боковых стволов. В данной работе рассматривается первая из перечисленных задач управления разработки месторождений природных газов – оптимизация технологических режимов работы скважин. Другие, не менее важные задачи оптимизации разработки месторождений, такие как размещение на залежах добывающих скважин и элементов системы обустройства месторождения, реализация ГТМ и ряд других – остаются за рамками данного обсуждения.

Оптимизация технических режимов работы скважин на месторождениях природных углеводородов (УВ) может производиться с использованием различных оптимизационных методов. Следует отметить, что активное развитие методов оптимизации началось еще в конце XIX века, когда математическая теория оптимизации стала формироваться как отдельная дисциплина. В нефтегазодобыче методы оптимизации начали активно применяться с 1950-х годов прошлого века, когда были разработаны методы оптимизации на основе линейного программирования, позволяющих находить оптимальные режимы работы скважин с учетом ограничений на добычу, давление и другие параметры. В 1960-х годах появились методы нелинейного программирования, которые позволили учитывать более сложные зависимости между параметрами и находить более точные решения.

С развитием вычислительной техники в 1970-80-х годах стали использоваться методы динамического программирования и стохастической оптимизации, которые позволили учитывать изменения параметров во времени и неопределенность данных, что сделало возможным более точное планирование добычи газа и конденсата.

В настоящее время для оптимизации режимов работы скважин используются современные методы, такие как генетические алгоритмы, нейронные сети и машинное обучение. Эти методы позволяют учитывать множество факторов, включая геологические особенности пласта, состояние оборудования и многое другое.

Современные решения в области оптимизации режимов работы скважин включают в себя следующие положения:

- Использование математических моделей для прогнозирования поведения скважин и оптимизации их работы.

- Разработка алгоритмов управления работой скважин на основе данных о их производительности и состоянии окружающей среды.

- Применение информационных технологий для сбора, анализа и визуализации данных об эксплуатации скважин, а также для управления их режимами работы.

- Использование методов искусственного интеллекта для автоматической оптимизации режимов работы скважин на основе анализа больших объемов данных в режиме реального времени.

Следует указать, что наличие современных методов в области оптимизации режимов работы скважин представляется хорошим «инструментом» для совершенствования процесса разработки месторождений природного газа с целью обеспечения максимальной технологической и экономической эффективности разработки. Однако эффективное использование данного «инструмента» предполагает выбор корректных целевых показателей для совершенствования процесса разработки, относительно которых и будет производиться оптимизация технологических режимов скважин. В этом отношении представляется возможным использование нескольких таких целевых показателей.

Так, в работе [1] предлагается алгоритм оптимизации дебитов газоконденсатных скважин, обеспечивающих минимум потерь пластовой энергии при выполнении условий по суммарной производительности всех скважин по газу. Предлагаемый авторами работы алгоритм позволяет получить либо оптимальное решение поставленной задачи оптимизации дебитов скважин по газу, эксплуатирующих газоконденсатную залежь, либо приближенное решение с контролем степени приближения. Отличительной чертой данного алгоритма является предлагаемая итерационная процедура, направленная на решение «*m*» задач оптимизации одного параметра вместо решения задачи оптимизации «*m*» параметров, что позволяет обойти затруднения вычислительного характера, которые возникают при решении задач с большим числом искомых переменных. Отмеченные выше свойства предлагаемого метода позволяют его рекомендовать для приближенного решения реальных задач оптимизации дебитов газоконденсатных скважин, связанных общим условием по суммарной производительности, по критерию минимума потерь пластовой энергии (минимума пластовых потерь конденсата).

Аналогичный подход для совершенствования процесса разработки месторождения природного газа, основанный на распределении заданного суммарного отбора газа по группе

газоконденсатных скважин с использованием в качестве критерия минимума потерь пластовой энергии предложен в работе [2]. Преобразование таким образом исходной задачи позволяет применить для её решения широко известные алгоритмы линейного программирования, например, симплекс-метод.

Авторами рассматриваемой статьи исследования выполнены исходя из достижения основных целей оптимального управления разработкой газоконденсатной залежи – обеспечения максимально возможных коэффициентов извлечения газа и конденсата. Данная двухкритериальная задача сводилась к задаче с одним критерием с выбором в качестве подлежащей максимизации целевой функции накопленный объем добычи конденсата. Задача максимизации добычи газа заменялась требованием к суммарной производительности всех скважин по газу. При таком варианте постановки задачи следует стремиться к такому распределению заданной суммарной производительности по газу, при котором обеспечивается наименьшее падение пластового давления по мере истощения запасов газа и конденсата. Это связано с тем, что снижение пластового давления приводит к росту пластовых потерь конденсата из-за его выпадения в виде жидкой фазы в пласте, что снижает коэффициент извлечения конденсата, а локальное значительное накопление конденсата в призабойной зоне скважин в виде так называемой конденсатной банки уменьшает продуктивность скважин и, соответственно, дебиты скважин. Это, в свою очередь, приводит к уменьшению экономического эффекта от разработки газоконденсатных месторождений. Для минимального снижения пластового давления необходимо обеспечить минимум потерь пластовой энергии.

Таким образом, задача, решаемая в данной статье, состоит в следующем: на заданный момент времени найти такие дебиты скважин по газу, которые обеспечат минимум потерь пластовой энергии при выполнении задания по суммарной производительности по газу всех скважин.

Предлагаемый метод решения поставленной задачи состоит из двух стадий: сначала определяются коэффициенты сопротивления фильтрации скважин, эксплуатирующих залежи, а затем определяется распределение заданного суммарного отбора газа по скважинам, обеспечивающее минимальные потери пластовой энергии.

Между тем, как установлено авторами работы [3], снижение КИК по газоконденсатным залежам в основном зависит не от темпов понижения давления, а вследствие неравномерного дренирования пластов и образования

значительных воронок депрессий в отдельных зонах пласта, а также перетоков пластового газа из зон с повышенным давлением в зоны низкого давления. Такого рода перетоки вызывают дополнительную конденсацию компонентов C5+ из пластового газа в ретроградную жидкость вследствие проявления эффекта неравновесной фильтрации (поступление обогащенного компонентами C5+ газа в зоны пониженного давления с выпавшим конденсатом с оттеснением газовой фазы равновесной этой жидкости). Данный эффект имеет тот же характер, что и в случае образований конденсатных банок у забоя скважин, но проявляется в меньшей мере. Безусловно, неравномерность дренирования пластов связана, не только с неоднородностью распределения фильтрационно-емкостных свойств пластов и системой размещения скважин в залежи, но и с темпами отбора газа из залежи. Поэтому, темпы отбора газа из залежи влияют и на величину КИК. Изменение величины КИК согласно данным работы [3] может составлять первые единицы процентов в широком диапазоне изменения темпов отбора газа из залежи.

Наряду с указанными выше подходами к оптимизации технологических режимов скважин представляет интерес разработка методов оптимизации с использованием иных, чем в указанных подходах, целевых функций. В качестве одной из таких целевых функций может быть рассмотрен конденсатогазовый фактор (КГФ). Во многих случаях, при организации соответствующей системы замеров и учета добычи УВС на газоконденсатных месторождениях, данные о величинах КГФ по скважинам могут быть получены более оперативно, чем значения пластового давления в окрестностях скважинах.

Для оптимизации технологических режимов скважин с использованием данных о КГФ может быть использован подход, заключающийся в следующем: на заданный момент времени необходимо определить такие дебиты скважин по газу, которые позволят минимизировать потери пластовой энергии и, соответственно, минимизировать пластовые потери конденсата, при условии выполнения задания по общей производительности всех скважин.

Решение данной задачи основано на следующих предположениях:

- Значение КГФ имеет прямую связь с потенциальным содержанием конденсата ПС5+ (содержание углеводородов C5+). Поскольку величина ПС5+ связана с уровнем пластового давления (в качестве значений пластового давления принимается давление на границе удельного объема дренирования, либо расстояние, соот-

ветствующее половине расстояния до другой добывающей скважины), то и значение КГФ будет связано с пластовым давлением.

- В области значений от давления начала конденсации до давления максимальной конденсации уменьшение давления приводит к уменьшению ПС5+ и КГФ. Безусловно, имеют место «пульсации» КГФ, обусловленные различными «динамическими» процессами, такими как перераспределение насыщенности в конденсатной банке при смене технологического режима работы скважин, перераспределение величины притока из каждого из пластов в случае многопластовых эксплуатационных объектов (ЭО) и т.д. Тем не менее, будут наблюдаться однозначные тенденции к изменению КГФ в соответствие с изменением пластового давления. При этом, в случае достаточного значительного времени, прошедшего после смены технологического режима скважины, можно считать состояние конденсатной банки установившемся, что исключает существенное влияние этого явления на КГФ.

- Скважины, расположенные в области с низким пластовым давлением имеют пониженный КГФ, а в области высоких пластовых давлений – повышенный КГФ.

- В результате оценки КГФ скважин по всему фонду можно косвенно определить те из них, которые находятся в зонах с пониженным или повышенным пластовым давлением.

- Последующая выработка запасов из таких областей, а также увеличение добычи в скважинах с уже пониженным давлением, может привести к разрастанию воронки депрессии и ухудшению энергетического состояния пласта.

- Таким образом, в результате решения задачи предлагается уменьшать дебит на скважинах с низким КГФ и повышать на скважинах с высоким КГФ. При этом, увеличение дебита для скважин с высоким энергетическим состоянием пласта и, следовательно высоким КГФ, требует меньшую дополнительную депрессию, чем для скважин с низким энергетическим состоянием, и, следовательно, низким КГФ.

- Данный эффект вызван тем, что для ПЗС характерна высокая насыщенность пласта конденсатом (жидкость), что снижает ОФП по газу и уменьшает продуктивность газовой скважины.

- В результате, снижение дебита на скважинах с низким КГФ приведет к восстановлению давления в области скважины, при этом соответствующее увеличение дебита на скважинах с высоким КГФ не требует существенного увеличения депрессии.

- По итогу данное решение приведет к выравниванию давления по пласту и, в ряде случаев, к постепенному снижению темпов падения давления в пласте.

- Изменение дебитов по скважинам производится путем смены диаметра штуцера на устье.

Для реализации процесса оптимизации режимов работы скважин в соответствии с указанными соображениями предлагается следующий алгоритм расчетов с использованием интегрированной модели, либо отдельной модели системы сбора и транспорта:

1. Совершается сбор данных по КГФ по всему выбранному к оптимизации фонду газоконденсатных скважин.

2. Из всех значений КГФ отбирается минимальный КГФ и максимальный КГФ

$$\alpha_i = A \left(\frac{\text{КГФ}_i - \text{КГФ}_{\min}}{\text{КГФ}_{\max} - \text{КГФ}_{\min}} \right)^n$$

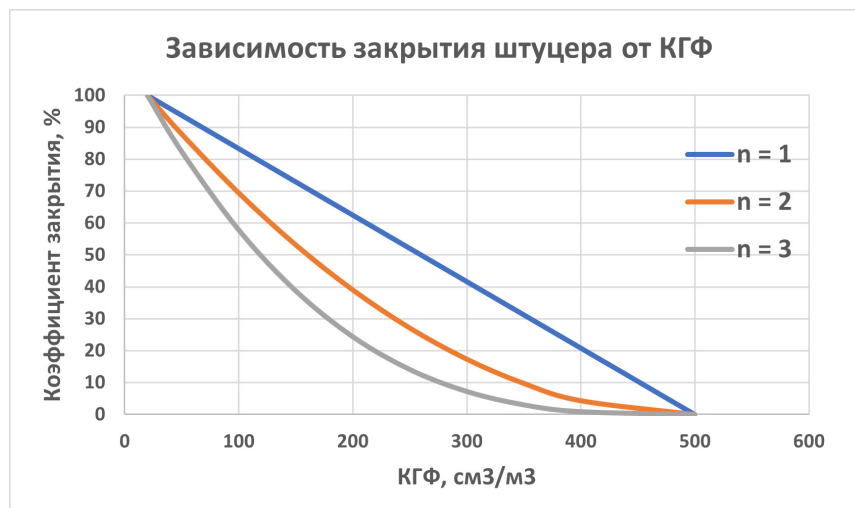


Рис. 1. Зависимость закрытия штуцера от КГФ с различными значениями степени.

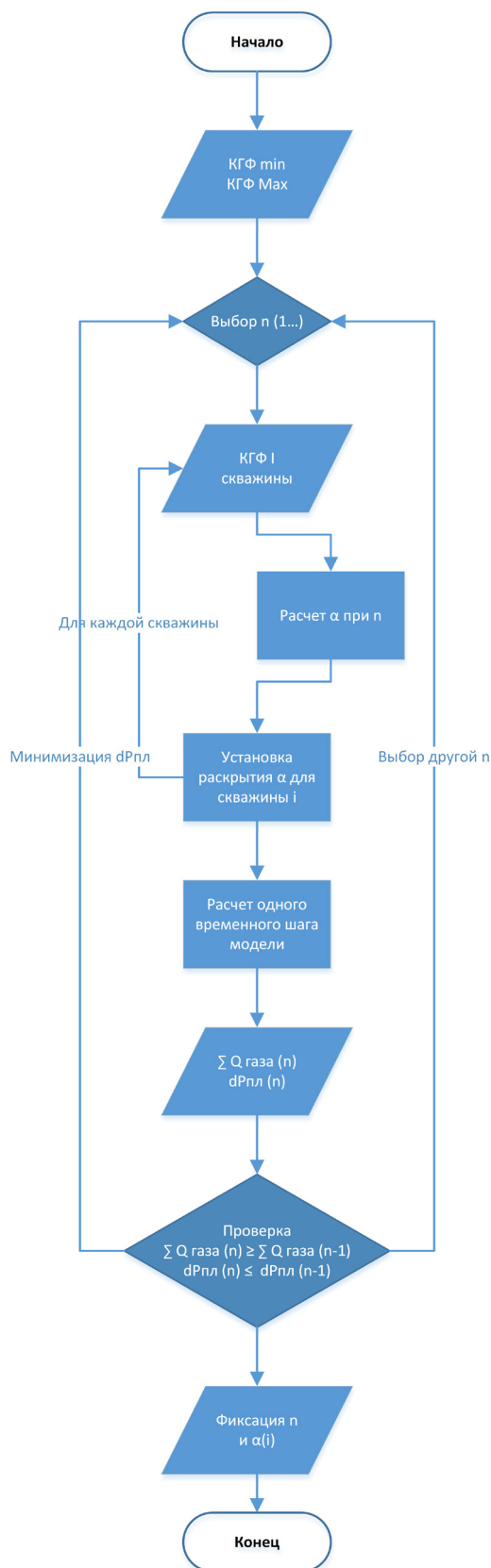


Рис. 2. Блок-схема оптимизации режима газоконденсатных скважин для минимизации темпов падения пластового давления.

где A – множитель, n – степень функции (может принимать любые значения от 1 до 10)

3. Далее строится график зависимости КГФ от коэффициента закрытия скважины. (рис.1) При этом увеличивая степень – увеличиваем «жесткость» закрытия скважины при низких КГФ.

4. Затем подставляются полученные значения для штуцеров в модели скважин с соответствующим раскрытием штуцера.

5. Производится расчет одного шага модели с оптимизацией по ограничению добычи газа.

6. Рассчитывается значение по добыче и проводится проверка того, что суммарная добыча по газу для выбранной группы скважин не меньше добычи до оптимизации.

7. Проводится проверка условия: изменение пластового давления не привело к его снижению.

8. Производится итеративный подбор коэффициента « n » таким образом, чтобы суммарная добыча по газу не уменьшалась по отношению к базовому расчету, при этом минимизируется изменение пластового давления.

Блок-схема данного алгоритма приведена на рис.2

В качестве метода оптимизации можно использовать различные алгоритмы и подходы, в зависимости от конкретной задачи и условий. Некоторые из наиболее распространенных методов оптимизации включают:

- Градиентный спуск – метод основан на использовании градиента функции для определения направления спуска. Он эффективен для функций с гладким градиентом.

- Метод Ньютона – метод использует последовательность приближений к минимуму функции, которая определяется как решение уравнения $f'(x)=0$. Он обладает квадратичной сходимостью и может быть использован для оптимизации функций с гладким градиентом.

- Генетические алгоритмы – алгоритмы имитируют естественный отбор и эволюцию в природе для поиска оптимального решения. Они могут быть полезны для оптимизации сложных многомерных функций.

- Символьная регрессия – метод использует математические модели для поиска оптимального решения. Он может быть полезен для оптимизации функций, которые могут быть представлены в виде математических выражений.

- Локальный поиск – методы включают в себя поиск в пространстве решений с использованием различных стратегий, таких как случайный поиск, поиск по градиенту и т.д. Они могут быть полезны для оптимизации функций с негладким градиентом или для оптимизации функций, которые не могут быть представлены в виде математических выражений.

Более подробно рассмотрим оптимизацию с помощью широко известного метода Ньютона. Метод Ньютона – это итерационный численный метод, который используется для нахождения корня (нуля) заданной функции и основан на построении последовательных приближений и принципах простой итерации. Метод обладает квадратичной сходимостью и может быть использован для решения задач оптимизации, в которых требуется определить ноль первой производной либо градиента в случае многомерного пространства. Основан на использовании последовательности приближений к минимуму функции, которая определяется как решение уравнения $f'(x)=0$, где $f'(x)$ – градиент функции в точке x .

Метод Ньютона имеет ряд преимуществ, которые делают его привлекательным для использования в задачах оптимизации:

- Обладает квадратичной сходимостью, быстро приближается к оптимальному решению.
- Может быть использован для оптимизации функций с гладким градиентом.
- Может быть использован для оптимизации функций с несколькими переменными.
- Может быть использован для оптимизации функций, которые могут быть представлены в виде математических выражений.

В тоже время, данный метод имеет также некоторые ограничения и недостатки, которые следует учитывать при его использовании:

- Необходимо определить начальное приближение. Если оно будет далеко от решения, то функция может разойтись.
- Требуется знания первой производной функции, которую мы хотим оптимизировать.
- Может быть нестабильным, если градиент функции не гладкий или если функция имеет несколько локальных минимумов.
- Может быть медленным, если градиент функции меняется быстро.
- Может быть неэффективным для оптимизации функций с большим количеством параметров.

Заключение

В рамках данной статьи выполнен обзор литературы по имеющимся способам оптимизации работы газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. Также авторами была предложена методика по оптимизации режимов работ газовых и газоконденсатных скважин в целях снижения темпов падения пластового давления и выравнивания профиля дренирования, что в конечном итоге приводит к повышению конечного КИГ и КИК. ^{XXI}

Литература

1. Ермолаев А.И., Трубачева И.А., Некрасов А.А. Алгоритм оптимизации дебитов газоконденсатных скважин// Наука и техника в газовой промышленности. – 2019, № 3. – с. 26-34
2. Ермолаев А.И., Трубачева И.А., Некрасов А.А. Распределение заданного суммарного отбора газа по скважинам газоконденсатной залежи по критерию минимума потерь пластовой энергии// Наука и техника в газовой промышленности. – 2019, № 2. – с. 57-68
3. A.N. Shandrygin, A.Yu. Yushkov, D.N. Glumov. Causes of Decreased Condensate Recovery from Low-Permeable Formations and Ways to Increase It. SPE162066. Paper presented at the SPE Russian Oil and Gas Exploration and Production Technical Conference and Exhibition, October 16–18, 2012.

UDC: 622.279

I.O. Khodakov, discipline head of LLC «Gazpromneft NTC», ilyakhodakov1996@mail.ru

A.N. Shandrygin chief researcher of LLC «Gazprom VNIIGAZ», shan.alex2010@yandex.ru

ON THE ISSUE OF OPTIMIZING TECHNOLOGICAL MODES OF WELLS TO IMPROVE THE EFFICIENCY OF GAS CONDENSATE DEPOSITS DEVELOPMENT

Abstract: In this work, the solution to the problem of uneven drainage of the gas-saturated volume of productive layers of gas condensate and oil gas condensate deposits is considered using the optimization tool for well operation modes.

An uneven drop of reservoir pressure over an area for gas condensate fields can lead to irrational use of reservoir energy, intense condensate accumulation in the bottom hole zone of wells, and thus to reduce gas production. The authors of the article propose a solution to the problem of rapid and unequal decline in reservoir pressure by optimizing well operating modes.

Keywords: optimization, uneven drainage, formation pressure, decline rate, well operation mode, GCF, gas condensate.