

АГРЕГИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Скиба А.К.

Федеральный исследовательский центр «Информатика и управление» РАН
a.k.skiba@mail.ru

Скиба Н.К.

ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет»
n_skiba@mail.ru

Аннотация. Строится непрерывная динамическая агрегированная модель разработки газоконденсатного месторождения. Предполагается использование сайклинг-процесса, для реализации которого осуществляется закачка сухого газа в пласт. Управлениями динамическим процессом являются прирост добывающих и нагнетательных скважин и доля нагнетательных скважин, задействованных на добычу.

Ключевые слова: газоконденсатное месторождение, сайклинг-процесс, динамика разработки газоконденсатного месторождения, добыча газа, добыча конденсата

Введение

Среди наиболее важных народнохозяйственных проблем является задача комплексного использования ресурсов газоконденсатных месторождений. Газ и газовый конденсат являются ценным сырьём для химической и нефтехимической промышленности. В состав добываемого сырья включены этан, метан, бутаны, бензино-керосиновые фракции углеводородов, дизельные фракции углеводородов, высокомолекулярные жидкие компоненты нефти и углеводороды C5 и выше.

В то же время развитие отраслей российского нефтегазового комплекса характеризуется рядом особенностей, к числу которых относится перемещение основных производственных мощностей в отдаленные и труднодоступные районы страны, ухудшение горно-геологических условий на разрабатываемых месторождениях, вовлечение в разработку все более глубоких отложений.

В результате себестоимость добычи углеводородов значительно возрастает. В свою очередь, этот факт может негативно сказаться на экономической эффективности разработки глубоких месторождений. Кроме того, увеличивается доля многокомпонентных месторождений в составе сырьевой базы. Эти обстоятельства заставляют нас обратить особое внимание на проблемы комплексного наиболее полного вовлечения в российскую экономику всех компонентов углеводородного сырья.

Технология разработки газоконденсатного месторождения, которая до сих пор используется в российской газовой промышленности, основана на использовании только природной энергии пласта и мало отличается от технологии разработки чисто газовых месторождений. Такая однокомпонентная стратегия разработки практически не учитывает многокомпонентный состав сырья и приводит к большим необратимым потерям жидких углеводородов (газового конденсата), что непосредственно связано с их осаждением в продуктивном пласте [1].

Для газоконденсатных месторождений, работающих в режиме истощения энергии пласта, потери углеводородов (C5 и выше) достигают от 30 до 60 процентов от их начальных запасов. Значительного снижения потерь конденсата можно достичь с помощью сайклинг-процесса. В этом случае энергия пласта поддерживается за счет закачки осушенного газа в пласт.

На практике применяются несколько разновидностей сайклинг-процесса:

- полный сайклинг-процесс, при котором для поддержки первоначального пластового давления весь добытый и осушенный газ вновь закачивается в пласт;
- частичный сайклинг-процесс. В пласт закачивается только часть добытого и осушенного газа. В этом случае давление падает постепенно, и в пласте происходит незначительное оседание газового конденсата;
- канадский сайклинг-процесс. Добытый и осушенный газ в летний период времени полностью или частично закачивается в пласт, а зимой в период наибольшего спроса он полностью отбирается.

В настоящей работе описывается агрегированная динамическая модель газоконденсатного месторождения, предусматривающая возможность использования различных видов сайклинг-процесса. Эта модель предназначена для изучения и выбора различных стратегий освоения многокомпонентных залежей углеводородного сырья. Для некоторых упрощающих вариантов

модели можно поставить и решить задачи оптимального управления, как со смешанными ограничениями, так и без них. В качестве критерия оценки эффективности стратегии освоения месторождения принимается максимум прибыли

$$\int_0^T \{\varphi_G(t)Q_G(t) + \varphi_K(t)Q_K(t) - S(t)\} \exp(-\delta t) dt \rightarrow \max,$$

где t - текущее время;

T - длительность планового периода;

$Q_G(t), Q_K(t)$ - товарная добыча газа и добыча конденсата;

$\varphi_G(t), \varphi_K(t)$ - предполагаемые стоимостные оценки для газа и конденсата;

$S(t)$ - текущие затраты на разработку месторождения с учетом ухудшения горногеологических условий;

δ - коэффициент дисконтирования.

1 Модель газоконденсатного месторождения

Экономико-математические модели добычи углеводородов основаны на агрегированных показателях соответствующих технологических процессов. Степень детализации описания определяется задачами и инструментами исследования. При построении экономико-математической модели газоконденсатного месторождения автор счел необходимым отразить основные и наиболее характерные особенности их разработки:

- нелинейность изменения основных технико-экономических показателей;
- временной сдвиг между основными расходами и полученными доходами;
- ухудшение горных и геологических условий по мере разработки месторождений.

Технологические основы проектирования разработки газового месторождения изложены в известных работах [1,2]. Однако степень детализации определенных аспектов разработки месторождения превышает то, что необходимо на этапе долгосрочного планирования. Поэтому такие детали не включены в модель.

В моделях, предназначенных для долгосрочного планирования, целесообразно использовать приблизительные зависимости и методы, в частности методы материального баланса. Предложенный метод не учитывает многие особенности разработки газоконденсатных месторождений, но позволяет с достаточной точностью оценить такие важные показатели, как добыча газа, капитальные вложения, эксплуатационные расходы и ряд других важных показателей.

С точки зрения соответствия фактическому физическому процессу разработки газоконденсатного месторождения, коэффициенты, лежащие в основе этой модели, характеризуются рядом допущений:

- коллекторные свойства продуктивного пласта считаются близкими к идеальным;
- извлечение газа и конденсата оценивается по ограниченному количеству данных (это означает априорную зависимость между содержанием жирного газа в общем объеме добычи и поровом объеме пласта, занятым осушенным газом);
- принимается равномерное размещение эксплуатационных (добывающих) и нагнетательных скважин;
- расчеты ведутся на среднюю скважину.

Агрегированные модели месторождений нефти и газа, включенные в имитационные системы, были построены на тех же предположениях. Эти имитационные системы были разработаны в Вычислительном центре Российской академии наук и были предназначены для составления долгосрочных планов по добыче газа и нефти для соответствующих групп месторождений [3-5].

Экономическая постановка задачи оптимизации выглядит следующим образом: при заданной системе оценок природного газа и газового конденсата определить стратегию привлечения запасов газа в российскую экономику. Это означает определить в динамике:

- темп ввода в эксплуатацию добывающих и нагнетательных скважин;
- степень возврата осушенного газа в пласт для увеличения добычи конденсата.

Знание всех этих величин позволяет нам в рамках настоящей модели определять динамику другим показателей разработки месторождения.

Перейдем теперь к построению модели газоконденсатного месторождения. Введем следующие обозначения:

N_1, N_2 , - фонд нагнетательных и фонд эксплуатационных скважин;

n_1, n_2 - ввод в эксплуатацию нагнетательных и добывающих скважин;
 β - доля фонда нагнетательных скважин, используемых как добывающие скважины ($1 \geq \beta \geq 0$);
 q, q_H - дебит добывающих скважин и приемистость нагнетательных скважин (приемистость нагнетательных скважин считаем неизменной величиной);
 $Q_{ж}, Q_T, Q_K$ - добыча жирного газа, товарная добыча газа и добыча газового конденсата;
 Q_d, Q_c, Q_3 - совокупная добыча жирного и сухого газа, добыча сухого газа и текущий объем закаченного в пласт газа;
 V, X - текущий извлекаемый запас газа и текущий запас жирного газа;
 p - пластовое давление.
 Начальные значения используемых величин помечены верхним индексом «0».
 Схема применения циклического процесса в модели разработки газоконденсатного месторождения приведена на рис. 1.

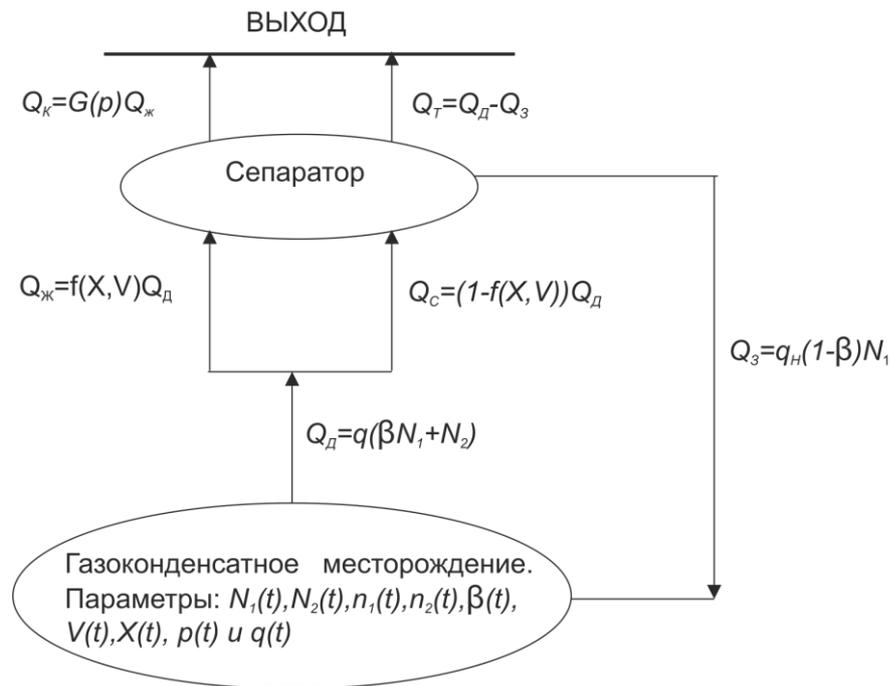


Рис. 1. Схема применения сайклинг-процесса в модели освоения газоконденсатного месторождения

Изменения во времени фондов скважин описываются уравнениями

$$(1) \quad \dot{N}_i = n_i, \quad i = 1, 2.$$

Добыча жирного газа и конденсата рассчитывается по формулам:

$$(2) \quad Q_{ж} = Q_d f(X, V) = q(N_2 + \beta N_1) f(X, V);$$

$$(3) \quad Q_K = Q_{ж} G(p).$$

О функциях $f(X, V)$ и $G(p)$ будет подробно сказано ниже.

Пренебрегая объемом добываемого конденсата по сравнению с объемом газа, имеем

$$(4) \quad Q_T = Q_d - Q_3 = q(N_2 + \beta N_1) - q_H(1 - \beta)N_1.$$

Заметим, что если в сайклинг-процессе используется сухой газ только из рассматриваемого месторождения, то

$$(5) \quad Q_T \geq 0.$$

Товарная добыча газа ограничена пропускной способностью трубопровода, от которого газ транспортируется от месторождения

$$(6) \quad Q_T \leq \bar{Q}_T.$$

Динамика запасов описывается дифференциальными уравнениями:

$$(7) \quad \dot{V} = -Q_T,$$

$$(8) \quad \dot{X} = -Q_{ж}.$$

При этом очевидно двойное неравенство $V \geq X \geq 0$.

Как и в моделях газового и нефтяного месторождений, делается упрощающее предположение о пропорциональности изменения дебитов скважин, пластового давления и извлекаемого запаса газа, т.е.

$$q = \frac{q^0}{V^0} V, \quad p = \frac{p^0}{V^0} V.$$

Откуда и из (7) получаем

$$(9) \quad \dot{q} = -\frac{q^0}{V^0} Q_T$$

Данное уравнение (9) для случая газового и нефтяного месторождения было впервые предложено А.В. Федосеевым и В.Р. Хачатуровым [3,4] и являлось основой для постановки и решения ряда оптимизационных задач [6,7].

Текущие затраты, связанные с разработкой месторождения, рассчитываются по следующей формуле:

$$(10) \quad S_0^* = l_1 N_1 + l_2 N_2 + k_1 n_1 + k_2 n_2,$$

где l_1, l_2 - эксплуатационные расходы на одну нагнетательную скважину и на одну эксплуатационную скважину соответственно; k_1, k_2 - это капитальные затраты на одну нагнетательную скважину и на одну добывающую скважину соответственно.

Для коэффициентов l_1, l_2, k_1, k_2 берутся значения, соответствующие начальному периоду планирования $t = 0$. В данной модели не учитываются затраты на создание и эксплуатацию компрессорных мощностей для обеспечения закачки и транспортировки газа. Кроме того, соответствующие технологические условия, при которых разрабатывается месторождение, не принимаются во внимание.

Прибыль (критерий эффективности эксплуатации месторождения) описывается интегралом

$$(11) \quad \int_0^T \{c_G Q_T(t) e^{\rho t} + c_K Q_K(t) e^{\mu t} - S_0^*(t) e^{\nu t}\} \exp(-\delta t) dt,$$

где c_G, c_K - рыночные цены на природный газ и конденсат в начальный момент периода планирования; ρ, μ - темпы роста цен на газ и конденсат;

ν - темп роста текущих затрат в связи с ухудшением горно-геологических условий.

Управление процессом разработки газового месторождения осуществляется за счет выбора параметров $n_1(t), n_2(t)$, β на интервале $[0, T]$. На них накладываются естественные технологические ограничения, наиболее простые из них имеют вид

$$(12) \quad 0 \leq n_1(t) \leq \bar{n}_1,$$

$$(13) \quad 0 \leq n_2(t) \leq \bar{n}_2,$$

$$(14) \quad 0 \leq \beta(t) \leq 1.$$

Условия (12) и (13) могут быть дополнены связующим неравенством

$$(15) \quad \alpha_1 n_1(t) + \alpha_2 n_2(t) \leq \bar{m},$$

где \bar{m} - максимальная финансовая возможность по строительству скважин,

α_1, α_2 - положительные коэффициенты.

Если для сайклинг-процесса используется только собственный газ месторождения, то в двойном неравенстве (14) вместо условия $0 \leq \beta$ следует, учитывая (4),(5) ввести более сложное ограничение

$$(16) \quad \max \left[0, \frac{q_n N_1 - q N_2}{N_1 (q_n + q)} \right] \leq \beta.$$

Для завершения построения модели опишем вышеупомянутые функции $f(X, V)$ и $G(p)$.

$f(X, V)$ - доля жирного газа в добываемом газе. Эта функция характеризует процесс вытеснения жирного газа из пласта нагнетаемым сухим газом. В начале разработки $f(X, V) = 1$, когда жирный газ полностью вытеснен $f(X, V) = 0$. В процессе разработки месторождения $f(X(t), V(t))$ монотонно не возрастает как функция времени. Вообще говоря, точный вид функции $f(X, V)$ до начала разработки неизвестен, Относительно него можно сделать лишь априорные предположения:

- происходит поршневое вытеснение жирного газа сухим без смешивания газов и без прорыва сухого газа к забоям скважин, работающих на добычу. После полного извлечения

жирного газа сухой газ одновременно поступает во все добывающие скважины. В таком случае функция f зависит только от X

$$(17) \quad f(X, V) = \begin{cases} 1, & \text{при } X > 0, \\ 0, & \text{при } X = 0; \end{cases}$$

- происходит мгновенное равномерное смешивание сухого и жирного газов с мгновенным прорывом сухого газа к забоям добывающих скважин. В добываемом газе объемы жирного и сухого газов пропорциональны их текущим запасам в пласте. В этом случае

$$(18) \quad f(X, V) = \frac{X}{V};$$

- третье предположение является комбинацией первых двух с некоторым коэффициентом α ($1 \geq \alpha \geq 0$).

Особенность разработки газоконденсатных месторождений характеризуется наличием специфических (ретроградных) явлений, проявляющихся в процессе эксплуатации залежи [1].

В процессе эксплуатации газоконденсатных месторождений выявлено следующее. Газовый конденсат при начальном высоком давлении и температуры в пласте с начала разработки залежи находится в газообразном состоянии. По мере движения газа по стволу скважины от забоя к устью газовый конденсат начинает оседать, и продукция скважины на поверхности представлена двумя отдельными фазами – газовой и жидкой, которые двигаются в едином потоке. Оседание конденсата может происходить и в пласте при падении давления, связанном с постепенным истощением запасов.

Весовое содержание конденсата в единице объема добываемого жирного газа (потенциальное содержание конденсата) в зависимости от пластового давления описывается функцией $G(p)$, типичный вид которой показан на рис. 2. Численные значения такой функции определяются для каждого конкретного месторождения в результате лабораторных экспериментов с образцами газа на установках высокого давления [8]. Характерной особенностью функции $G(p)$ является то, что при давлении p , превышающем давление начала конденсации p' , $G(p) = G(p')$. Для значений $0 < p < p'$ график функции представляет собой S-образную кривую, состоящую из выпуклой и вогнутой частей. Аналогичная функция использовалась в работе [9].

В конце этого раздела мы хотели бы отметить довольно интересный факт. На основании только визуальных наблюдений первые в мире газоконденсатные залежи были восприняты как нефтяные месторождения. Это связано с отсутствием знаний о ретроградных явлениях при разработке первых газоконденсатных месторождений. Модель (1)-(18) построена.

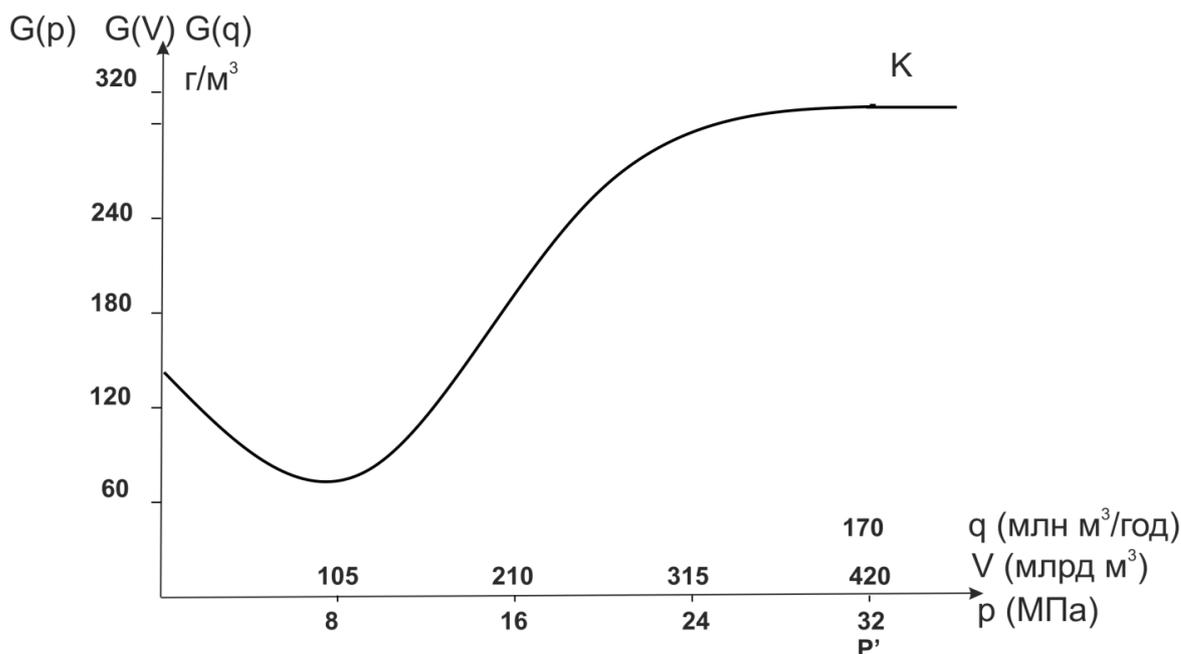


Рис. 2. Потенциальное содержание конденсата в единице объема извлеченного жирного газа

2 Численные расчеты в модели разработки газоконденсатного месторождения

В этом разделе описываются два численных эксперимента на примере одного условного газоконденсатного месторождения с периодом планирования 20 лет. Основные параметры динамики разработки месторождения приведены на рис. 3 и 4.

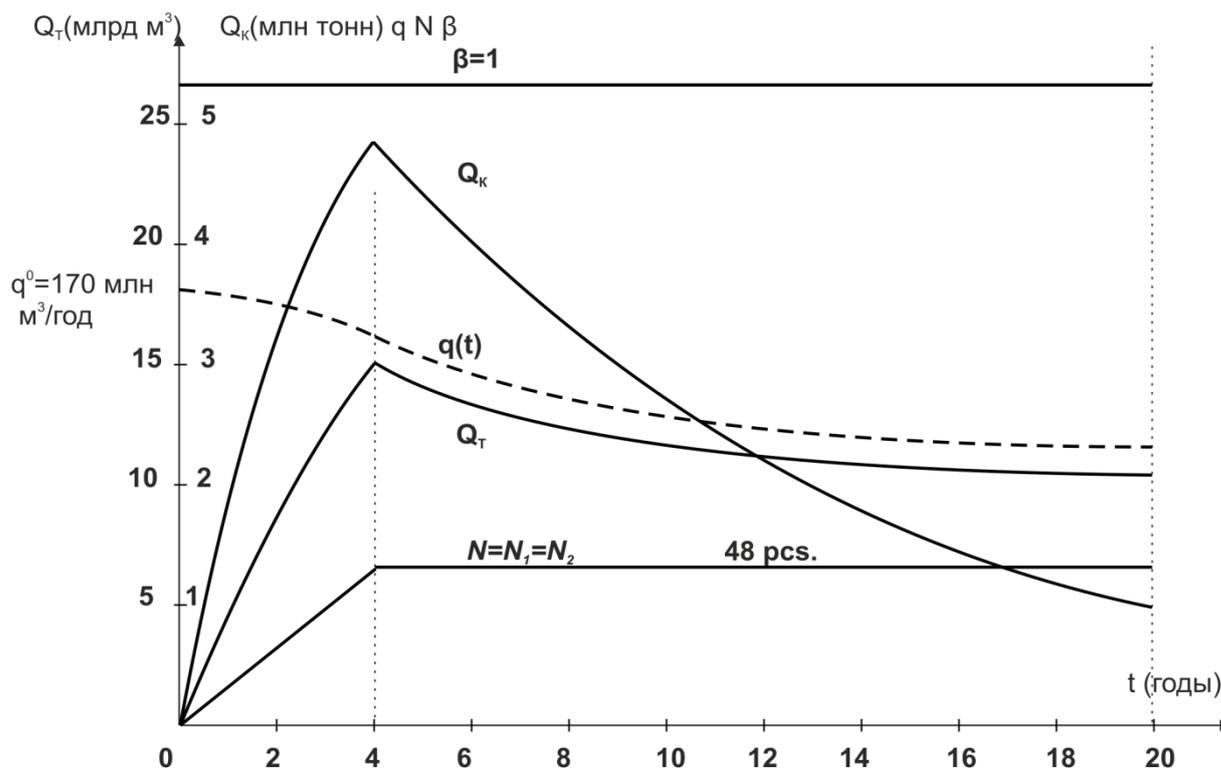


Рис. 3. Динамика основных параметров модели газоконденсатного месторождения при разработке его на истощение

График изменений поведения пластового давления не приведен на рисунках по следующим причинам. Пять графиков показаны на каждом рисунке. Добавление другого графика не улучшает чтение чертежа. Пластовое давление пропорционально дебиту скважины. Поэтому эти два графика практически идентичны друг другу.

Для расчетов в качестве исходных параметров газоконденсатного месторождения были взяты следующие данные:

$$V^0 = 420 \text{ млрд. м}^3; \quad p^0 = 32 \text{ МПа}; \quad q^0 = q_n = 170 \text{ млн м}^3/\text{год}; \quad N_1(0) = N_2(0) = 0.$$

Согласно формуле (17) в расчетах предполагается поршневое вытеснение жирного газа осушенным газом.

В двух численных экспериментах используется одинаковая динамика приращения скважин с периодом планирования 20 лет ($T = 20$). Прирост скважин осуществляется в первые четыре года по 12 штук в год для каждого типа скважин. Эксперименты отличаются друг от друга только динамикой управляющего параметра $\beta(t)$ (доля нагнетательных скважин, используемых в качестве добывающих скважин).

В первом эксперименте $\beta(t) = 1$ на всем периоде планирования, то есть месторождение разрабатывается в режиме истощения. Экономически такой режим неоправдан, поскольку нецелесообразно использовать более дорогие нагнетательные скважины в качестве добывающих скважин в течение всего периода планирования. Однако сама возможность модельной реализации этого режима представляет определенный интерес.

Во втором эксперименте полный цикл осуществляется на месторождении в течение первых 10 лет ($\beta(t) = 0$). В этом случае весь добываемый газ высушивается и сразу закачивается в пласт. В последующие 10 лет месторождение разрабатывается на истощение ($\beta(t) = 1$). Давайте проанализируем первый численный эксперимент.

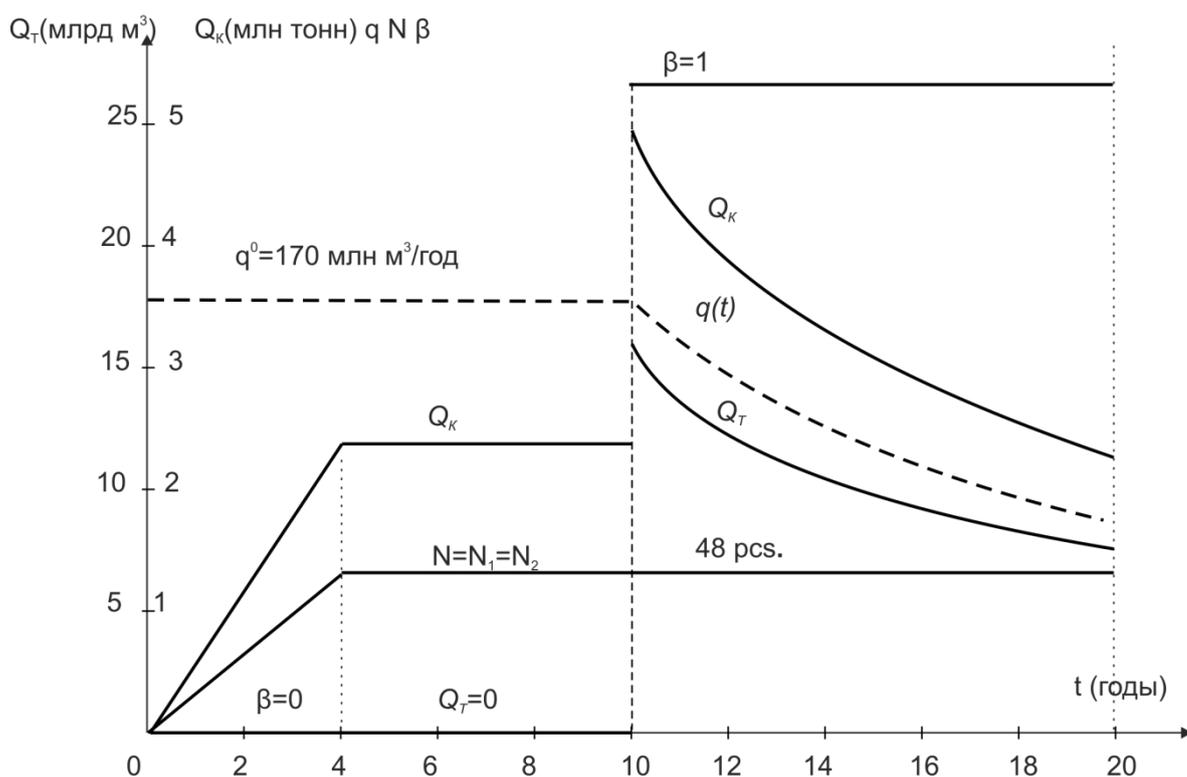


Рис. 4. Динамика основных параметров модели газоконденсатного месторождения с полным циклическим процессом в первые 10 лет

Дебит скважины падает. Это связано с тем, что запасы в пласте со временем уменьшаются. С уменьшением запасов пластовое давление падает. С падением давления дебит скважины уменьшается.

В первые четыре года добыча газа и конденсата увеличиваются. Это связано с введением в разработку значительного количества новых скважин. Добычи на них превышает падение дебита и снижение доли конденсата в жирном газе. В течение следующих 16 лет количество скважин остается постоянным, а добыча товарного газа и конденсата падает. В то же время падение добычи конденсата сильнее, чем снижение добычи газа. Этот эффект достигается за счет снижения процентного содержания конденсата на единицу объема жирного газа. Если бы мы учли прорыв осушенного газа ко дну скважин, то снижение добычи конденсата было бы еще больше. Общий объем добычи газа за 20 лет составляет 210 миллиардов кубометров. Общий объем производства конденсата за тот же период составляет 47,6 млн. тонн.

Давайте проанализируем второй численный эксперимент. В течение первых десяти лет осуществляется полный сайклинг-процесс. Добыча скважин постоянна в течение этого периода. Это объясняется закачкой в пласт всего добытого и осушенного газа. Товарная добыча газа равна нулю. В течение первых четырех лет добыча конденсата увеличивается линейно. Это связано с равномерным введением новых скважин и постоянным пластовым давлением. В течение следующих 6 лет новые скважины не вводятся, пластовое давление остается на постоянном уровне. Поэтому добыча конденсата постоянна.

По истечении десятого года разработки месторождения его режим мгновенно меняется от полного сайклинг-процесса до разработки месторождения в режиме истощения. В этом случае добыча товарного газа и конденсата резко возрастет. Это связано с резким увеличением количества скважин, работающих на добычу. Со временем эта добыча падает. Общий объем добычи газа за 20 лет составляет 137 миллиардов кубометров. Общий объем производства конденсата за тот же период составляет 55,3 млн. тонн.

В рассматриваемых экспериментах преимущества и недостатки полученных результатов хорошо видны. Поэтому необходимо провести более детальное численно-аналитическое исследование этой модели с учетом теории оптимального управления. Тем не менее, это тема для другой статьи.

Литература

1. *Гуревич Г.Р., Соколов В.А., Шмыгля П.Т.* Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления. - М.: Недра, 1976, - 184с.
2. *Вяхирев Р.И., Кортаев Ю.П., Кабанов Н. И.* Теория и опыт добычи газа. – М.: Недра, 1998. - 480с.
3. Маргулов Р.Д., Хачатуров В.Р., Федосеев А.В. Системный анализ в перспективном планировании добычи газа. - М.: Недра, 1992. - 287 с.
4. *Федосеев А.В., Хачатуров В.Р.* Постановка и исследование задач оптимального управления для анализа перспективных планов в нефтедобывающей промышленности //В сб.: Имитационное моделирование и математические методы анализа перспективных планов развития нефтедобывающей промышленности. -М.: ВЦ АН СССР, 1984. - С.66-112.
5. *Хачатуров В.Р., Соломатин А.Н., Зотов А.В. и др.* Планирование и проектирование освоения нефтегазодобывающих регионов и месторождений: Математические модели, методы, применение / Под ред. В.Р. Хачатурова. -М.:УРСС:ЛЕНАНД, 2015. -304с.
6. *Скиба А.К.* Принцип максимума в задаче максимизации дохода для модели газового месторождения // Вестник РУДН. Серия "Математика. Информатика.Физика". 2009. Т. 1. - С.14-22.
7. *Скиба А.К.* Смешанное ограничение в прикладной задаче оптимального управления // Вестник РУДН. Серия "Математика. Информатика. Физика". 2012. Т. 4. - С.31-43.
8. *Гриценко А.И., Островская Т.Д., Юшкин В.В.* Углеводородные конденсаты месторождений природного газа. - М.: Недра, 1983. -263с.
9. *Skiba A. K.* Optimal Growth with a Convex-Concave Production Function // *Econometrica*. 1978. Vol. 46. — Pp. 527–539.