

ПОСТАНОВКА ЗАДАЧИ ДЛЯ АСУ ТП РАЗРАБОТКИ ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.Е. Суржиков¹⁾, А. И. Шарнов²⁾

1) студент Армавирского механико-технологического института (филиал) ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», г. Армавир, Россия,

2) к.т.н., доцент Армавирского механико-технологического института (филиал) ФГБОУ ВО «Кубанский государственный технологический университет», г. Армавир, Россия, a.i.sharnov@mail.ru

Аннотация. Приводится математическая модель задачи определения дебитов газовых скважин, расположенных в пределах допустимых значений и обеспечивающих плановые отборы газа в течение планируемого периода при минимальных потерях давления на пути от пласта до входа в коллектор сырого газа.

Ключевые слова: задача, автоматизированная система управления, технология, процесс, разработка, месторождение.

FORMULATION OF THE PROBLEM FOR APCS GAS FIELD DEVELOPMENT

V.E. Surzhikov¹⁾, A. I. Sharnov²⁾

1) the student of Armavir Mechanical-Technological Institute (branch) FSBEI VO "Kuban State Technological University", Armavir, Russia,

2) Candidate of Technical Sciences, Associate Professor of Armavir Mechanical and Technological Institute (branch), Kuban State Technological University, Armavir, Russia, a.i.sharnov@mail.ru

Abstract. Presented is a mathematical model of the problem of determining the flow rates of gas wells located within the limits of allowable values and ensuring routine gas withdrawals during the planned period with minimum pressure losses on the way from the reservoir to the inlet to the raw gas reservoir.

Keywords: task, automated control system, technology, process, development, field.

Для современного развития технологии разработки месторождений углеводородов характерно активное внедрение идей и методов систематизации и компьютеризации производственных процессов.

Основной принцип регулирования разработки месторождения есть условие достижения минимума непроизводительных потерь давления в системе «пласт-скважина-газосборные сети (шлейфы) – УКПГ».

Задача сводится к определению таких дебитов скважин, которые находились бы в пределах допустимых значений и обеспечивали плановые отборы газа в течение планируемого периода при минимальных потерях давления на пути от пласта до входа в коллектор сырого газа.

При математической постановке задачи учтен ряд ограничений технологического характера, в частности, ограничения на дебиты скважин:

- 1) ограничение по пропускной способности оборудования скважины и системы газосбора;
- 2) ограничение, вызванное возможностью разрушения призабойной зоны пласта (допустимый дебит);
- 3) ограничение, вызванное возможностью подтягивания конуса подошвенной воды (безводный дебит);
- 4) ограничение, вызванное возможностью гидратообразования в скважинах и шлейфах (минимально допустимый дебит);
- 5) ограничения другого типа связаны с давлениями во входном коллекторе УКПГ (максимальное по соображениям безопасности, минимальное исходя из возможностей компрессорных агрегатов).

Типичная схема обустройства газовых месторождений области предусматривает их разбивку на несколько эксплуатационных зон (по числу УКПГ). Площадь и запасы газа этих зон различны, поэтому в процессе управления разработкой важно таким образом распределить отбор между скважинами эксплуатационного фонда, чтобы обеспечить не только минимизацию потерь пластовой энергии, но и равномерность выработки запасов по площади.

Рассмотрим газовую залежь, которая эксплуатируется (m) числом УКПГ действующий фонд каждой из которых насчитывает (n) скважин.

Тогда уравнения фильтрации газа в пласте и притока газа к i -й скважине можно записать в следующем виде

$$\tilde{P}_{nl}^2 - P_{nli}^2 = A_i q_i, \quad (1)$$

$$P_{nli}^2 - P_{забi}^2 = A_i q_i + B_i q_i^2, \quad (2)$$

где \tilde{P}_{nl} – среднее пластовое давление в залежи;

P_{nli} – пластовое давление в районе i -й скважины;

A_i, B_i – коэффициенты фильтрационных сопротивлений потоку газа;

q_i – дебит скважины.

Движение газа по стволу (НКТ) скважины описывается формулой

$$P_{забi}^2 - P_{yi}^2 e^{2si} = \theta_{cmi} q_i^2, \quad (3)$$

где $P_{забi}$ – давление на забое скважины;

P_{yi} – давление на устье скважины;

θ_{cmi} – коэффициент сопротивления при движении газа по стволу скважины;

s – барометрический коэффициент.

Потери давления в штуцерах

$$P_{yi}^2 - P_{ui}^2 = \theta_{ui} q_i^2, \quad (4)$$

где P_{ui} – давление в шлейше после штуцера,

θ_{ui} – коэффициент сопротивления штуцера.

Уравнение движения газа по шлейфу

$$P_{ui}^2 - P_{exj}^2 = \vartheta_2 q_i^2, \quad (5)$$

где P_{exj} – давление на входе в j -й УКПГ;

ϑ_2 – коэффициент сопротивления при движении газа по шлейфу.

В результате суммирования исходных уравнений получим

$$\tilde{P}_{nl}^2 - P_{nl}^2 e^{2si} = (A_{li} + A_i) q_i + (B_i + \theta_{ci} + \theta_{ui} e^{2si} + \theta_{zi} e^{2si} + \theta_{zi} e^{2si}) q_i^2. \quad (6)$$

Потери давления газа на пути от пласта до входа j -й УКПГ для i -й скважины

$$\Delta P_i = \tilde{P}_{nl} - P_{exij}, \quad (7)$$

Общая сумма потерь по скважинам

$$\sum_{i=1}^n \Delta P_i = \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n (\tilde{P}_{nl} - P_{exij}). \quad (8)$$

С учетом изложенного задача оптимального распределения отбора газа по скважинам сводится к выполнению следующих условий

$$\sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^n (\tilde{P}_{nl} - P_{exij}) \rightarrow MIN, \quad (9)$$

$$\frac{1}{e^{2si}} \sqrt{\tilde{P}_{nl}^2 - (A_{li} + A_i) q_i - (B_i + \theta_{ci} + \theta_{ui} e^{2si} + \theta_{zi} e^{2si}) q_i^2} = P_{exj}, \quad (10)$$

$$\sum_{i=1}^n q_i = \theta_{доо}(t), \quad (11)$$

$$q_{i \min} \leq q_i \leq q_{i \max}, \quad (12)$$

$$P_{ex \min} \leq P_{ex} \leq P_{ex \max} \quad (13)$$

Данная задача относится к классу задач нелинейного программирования и решается любым методом, пригодным для задач данного класса, например, методом Лагранжа.

В результате расчетов определяются следующие показатели разработки:

- 1) распределение отборов по фонду скважин;
- 2) распределение отборов между УКПГ;
- 3) максимальная продолжительность периода безкомпрессорной эксплуатации;
- 4) максимальный уровень отбора газа в период безкомпрессорной эксплуатации;

5) требуемая мощность компрессорных агрегатов.

В основу приведенной постановки положен принцип минимизации потерь давления в системе "пласт – скважина – газосборные сети (ГС) - УКПГ".

В данном случае не придается существенного значения относительному распределению потерь между элементами системы, поскольку это не влияет прямо на величину капитальных затрат и текущие объемы отбора газа. Тем не менее, при поэтапном вводе залежи в разработку, который характерен формированием мощных депрессионных воронок, доля пластовых потерь энергии увеличивается за счет межзонных перетоков газа. Кроме того, возникает вероятность преждевременного обводнения.

Обычно вопросы регулирования технологического режима в связи с обводнением залежи начинают рассматриваться, когда месторождение уже вступило в фазу активного проявления водонапорного режима и выносы жидкости зафиксированы на значительной части эксплуатационного фонда скважин. В целях уменьшения объемов поступающей в залежь воды, обычно снижают отбор газа на данном эксплуатационном участке.

Между тем, как показал опыт разработки Медвежьего месторождения, снижение годовых отборов газа в сформировавшихся зонах интенсивного внедрения пластовой воды начинает оказывать существенное влияние на темп обводнения лишь по прошествии нескольких лет, вследствие инерционности водонапорной системы. Это снижает эффективность дифференцирования отборов.

Очевидно, что решение задач площадного регулирования на месторождениях, характеризующихся значительными размерами газоносных структур и наличием подошвенной воды, требует изначального учета таких факторов, как потери потенциальной энергии газа при его дренировании между эксплуатационными зонами, проявление водонапорного режима, литологическая неоднородность геологического разреза.

Основная задача функционирования АСУ – планирование эффективных управляющих воздействий на пластовую систему посредством регулирования работы наземного оборудования. В том числе, определение рациональных дебитов скважин и отборов по эксплуатационным объектам и участкам месторождения базовых параметров, которые формируют технологический режим.

Поиск эффективного управленческого решения, охватывающего сложную технологическую цепочку "пласт – скважина – ГС – ДКС – межпромысловый коллектор – УКПГ" не может производиться иначе, как с использованием методов математического моделирования процесса разработки месторождения на основе принципов системного подхода.

Список использованных источников:

1. Гацולהв А.С., Кирсанов С.А. Состояние разработки Ямбургского месторождения и анализ эффективности проектных решений. Известия вузов. "Нефть и газ", Тюмень: ТюмГНГУ, №6, 1998.

2. Вяхирев Р.И. и др. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений - М.: Недра, 2002.

3. Буцыленко И.Е., Шарнов А.И. Особенности развития комплексной системы автоматизации нефтяных и газовых предприятий. В сборнике: Особенности развития российского общества: наука, производство, культура. Материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов, преподавателей, посвященной 60-летию Армавирского механико-технологического института. Кубанский государственный технологический университет, Армавирский механико-технологический институт Кафедра гуманитарных дисциплин. 2019. С. 91-93.

4. Рабочая М.А., Шарнов А.И. Цифровое моделирование обустройства нефтяных и газовых месторождений. В сборнике: Современные электротехнические и информационные комплексы и системы. Материалы I Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и преподавателей, посвященной 60-летию со дня образования Армавирского механико-технологического института. 2019. С. 175-179.