

АЛГОРИТМ ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

К.Р. Черепов¹⁾, 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. В статье рассматривается общее описание алгоритма определения оптимальных параметров технологического режима работы газоконденсатных скважин на примере нижнемеловой залежи Ямбургского газоконденсатного месторождения.

Ключевые слова: месторождение, алгоритм, определение, скважина, рациональный, параметр, технологический, режим, работа, газоконденсатная.

ALGORITHM FOR OPTIMIZING THE TECHNOLOGICAL MODE OF OPERATION OF GAS CONDENSATE WELLS

K.R. Cherepov¹⁾, A.I. Sharnov²⁾

1) student of the Armavir Institute of Mechanics and Technology (branch) of the Kuban State Technological University, Armavir, Russia,

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

Annotation. The article discusses a general description of the algorithm for determining the optimal parameters of the technological mode of operation of gas condensate wells on the example of the Lower Cretaceous deposit of the Yamburgsky gas condensate field.

Keywords: deposit, algorithm, definition, well, rational, parameter, technological, mode, operation, gas condensate.

Оптимальная стратегия управления эксплуатацией газоконденсатного месторождения (ГКМ) заключается в достижении максимального текущего выхода конденсата и конечного коэффициента его извлечения на основе динамического регулирования процесса разработки залежей.

Одна из основных задач регулирования разработки ГКМ – выбор таких параметров технологического режима эксплуатации скважин, при

которых обеспечивается запланированный объем добычи газа, стабильная работа системы газосбора, максимально возможный (в данных условиях) коэффициент извлечения конденсата при минимальных финансовых затратах. Факторами, определяющими темп добычи углеводородов, являются: величина начальных запасов газа и конденсата, заданный уровень рентабельности работы предприятия, продуктивные возможности пластов-коллекторов, пропускная способность промышленного оборудования, режим эксплуатации залежи.

Поставленная задача решается численными методами с использованием сеточной геолого-газодинамической модели объекта [1, 2]. Алгоритм аналогичен предложенному С.В. Колбиковым для газовых месторождений [3]. Однако, данный подход пригоден лишь для однопластовых залежей, имеющих по всему объему близкие газоконденсатные характеристики. Рассматривая в качестве примера нижнемеловую залежь Ямбургского месторождения необходимо учитывать наличие 2-х эксплуатационных объектов с глубинами залегания соответственно 2800 и 3100 м, начальными давлениями 27,0 и 33,0 МПа. и отличающимися газоконденсатными характеристиками. Ситуация осложняется тем, что объекты частично перекрываются по площади и их скважины объединены в единые эксплуатационные кусты.

Рассмотрим поэтапно предлагаемый алгоритм решения задачи определения оптимальных показателей технологического режима работы газоконденсатных скважин.

1. Выбираем определяющий фактор, что является основой формирования технологического режима и осуществляется исходя из следующих соображений. Основываясь на опыте разработки можно констатировать, что текущий ресурс (ТК) ГKM превышает его продуктивные возможности. Следовательно, степень использования данного ресурса не может служить критерием оптимальности.

В данных обстоятельствах первоочередной задачей регулирования разработки является достижение баланса величины отборов по эксплуатационным зонам, который обеспечит наибольший уровень конденсатоизвлечения, минимизацию межзонных перетоков и пластовых потерь конденсата. Поскольку содержание конденсата в пластовом газе в условиях изотермической фильтрации есть функция давления, то достаточным условием для его максимального извлечения является минимизация функционала отклонения пластового давления в местах размещения скважин от его среднего уровня в эксплуатационной зоне на всем протяжении разработки месторождения.

Поэтому в данном случае в качестве определяющего фактора используется текущее потенциальное содержание конденсата (углеводородов C_{5+}) в пластовом газе, которое для кустов, имеющих скважины различных объектов можно определить как

$$C_{5+i} = \sum_{k=1}^{nob} \frac{C_{5i,k} \cdot q_{\max N,j}}{\sum_{j=1}^n q_{\max N,j}}, \quad (1)$$

где C_{5+i} – потенциальное содержание пентанов+высшие в пластовм газе в i -м узле; $q_{\max N,j}$ – максимально допустимый дебит j -й скважины N -го куста; nob – число эксплуатационных объектов.

2. Условия, определяющие границы варьирования параметров технологического режима ТР (физические лимитеры), определяемые по результатам исследований скважин, устойчивости коллектора к разрушению, скоплению и выносу с забоя твердых частиц и жидкости. Из всего перечня задач, связанных с обоснованием ТР, вопросы методики проведения исследований скважин и интерпретации результатов рассмотрены наиболее подробно, прошли апробацию и внедрены.

3. При решении задач регулирования распределения отборов по эксплуатационному фонду крайне необходима достоверная информация о величине потерь давления и теплотерь при движении газоконденсатной смеси от устья скважины до входа в УКПГ. Для этого вычисляются газодинамические коэффициенты сопротивлений шлейфов и условные теплофизические коэффициенты, характеризующие теплотери потока за счет эффекта теплопередачи при его движении с расходом $1000 \text{ м}^3/\text{сут}$. Параметры определяются путем решения обратных задач по результатам фактических замеров с использованием уравнений общего вида:

$$\begin{aligned} P_y^2 - P_{ex}^2 &= \beta q^2, \\ \psi &= \frac{(t_y - t_{ex} - \Delta T_{D-T})q}{t_y - t_{атм}}, \\ \Delta T_{D-T} &= e(P_y - P_{ex}), \end{aligned} \quad (2)$$

где P_y , t_y – соответственно среднее устьевое давление и температура куста шлейфа; P_{ex} , t_{ex} – соответственно давление и температура на входе а УКПГ; q – расход куста; $t_{атм}$ – температура окружающей среды; ΔT_{D-T} – коэффициент Джоуля-Томпсона.

4. По определению ТР – есть средство управления технологическим процессом разработки месторождения путем осуществления инициализирующих воздействий на пластовые процессы через техническую компоненту ГКМ. При эксплуатации залежи на истощение основным способом такого воздействия является отбор газа. Это диктует необходимость определения оптимальной по отношению к газовому компоненту (ГК) мощности стоков при фактическом их размещении. Расчет производится без применения лимитеров, что позволяет оценить потенциальные возможности (потребности) пластовой системы с учетом истории разработки, текущего объема добычи газа и динамики эксплуатационного фонда.

Задача решается методом последовательных приближений с использованием методов гидромониторинга залежи. На данном этапе в качестве критерия оптимальности принимается величина удельного выхода конденсата, а необходимым условием является минимизация суммарного отклонения данной величины по кустам от среднего показателя по залежи.

4.1. Имея заданный проектный отбор газа на рассматриваемый период и величины текущих давлений в узлах размещения скважин, в первом приближении отбор, приходящийся на каждую скважину, определяем пропорционально отношению содержания C_{5+} в узле к суммарному взвешенному по объему

$$q_i^0 = \frac{C_{5+i}(m \cdot h \cdot a)_i}{\sum_{i=1}^N [C_{5+i}(m \cdot h \cdot a)_i]} \cdot Q, \quad (3)$$

где q_i – отбор по скважине; Q – проектный отбор по залежи; m – открытая пористость; h – эффективная толщина; a – газонасыщенность; N – общее количество скважин.

4.2. Производим расчет пластовых давлений на конец заданного временного шага. Используя полученные величины отборов и давлений, проводим уточнение по формуле

$$q_i^1 = q_i^0 \cdot \left[1 + \frac{C_{5+i} - \bar{C}_{5+}}{\sum_{i=1}^N (C_{5+i} - \bar{C}_{5+})} \right], \quad (4)$$

$$\bar{C}_{5+} = \frac{\sum_{i=1}^N [C_{5+i} \cdot (m \cdot h \cdot a)_i]}{\sum_{i=1}^N (m \cdot h \cdot a)_i}. \quad (5)$$

Поскольку фильтрация конденсата в жидкой фазе имеет место лишь вблизи забоев действующих скважин, то давление эксплуатационной зоны можно не осреднять по всему ее объему, а определять как среднее по скважинам.

4.3 Дальнейшее уточнение распределения отборов осуществляется итерационно

$$q_i^t = \frac{[q_i^{t-1} + \vartheta \cdot \delta^{t-1} / \Delta \delta^{t-1} \cdot (q_i^{t-1} - q_i^0)]}{\sum_{i=1}^N [q_i^{t-1} + \vartheta \cdot \delta^{t-1} / \Delta \delta^{t-1} \cdot (q_i^{t-1} - q_i^0)]}, \quad (6)$$

$$\delta^{t-1} = \sum_{i=1}^N (C_{5+i}^{t-1} - \bar{C}_{5+}^{t-1});$$

$$\Delta \delta^{t-1} = \delta^{t-1} - \delta^0$$

где t – номер итерации; ϑ – коэффициент релаксации.

Расчет считается выполненным при выполнении условия $|\Delta\delta^{t-1}| \leq R$, $R = 1 \text{ г/м}^3$ т.е. достигнуто приемлемое суммарное отклонение от среднего содержания C_{5+}

Полученные результаты интерпретируются как оптимальная мощность стоков. При переходе к определению параметров скважин являющихся связующим звеном пластовой и наземной системам используем физические лимитеры.

5. Определяем максимально и минимально допустимые отборы пластового газа по каждому кусту, обеспечивающие работу скважин с соблюдением ограничений по депрессии на пласт m скорости газа на забое

$$q_{\max} = f(\bar{P}_i, \Delta P_{\max}), \quad q_{\min} = f(\bar{P}_i, V_{\min}),$$

$$\bar{P}_i^t = \lambda \bar{P}_i^{t-1} + (1 - \lambda) P_i^t. \quad (7)$$

где \bar{P}_i^i – условное пластовое давление в узлах расположения скважин.

Данная величина вводится для обеспечения сходимости процесса, поскольку каждое последующее уточнение распределения добычи по площади залежи дает новую фильтрационную картину и соответственно приводит к изменению пластового давления.

С учетом этого q_{\max} рассчитываем следующим образом: для каждой скважины куста при известном \bar{P}_i^i и величине предельно допустимой депрессии (ΔP_{\max}) определяем минимальное и максимальное устьевые давления, которые являются границами варьирования. В этих границах хотя бы одна скважина куста работает с максимальной депрессией.

Методом итераций рассчитываем устьевое давление, при котором

$$\Delta P_{\max} = \Delta \bar{P} = \frac{\sum_{j=1}^n \Delta P_j q_j}{\sum_{j=1}^n q_j}.$$

Полученная величина $Q_{k \max} = \sum_{j=1}^n q_j$ является максимально допустимым отбором k -го куста при данном \bar{P}_i^i . Аналогично определяем минимально допустимый отбор ($Q_{k \min}$).

В случае наличия кустов с расчетными отборами, лежащими вне указанных границ, производим их необходимую корректировку и фиксацию, т.е. повторяем оптимизационный расчет (п. 4) считая дебит данных кустов определенным.

6. Определяем новое P^t и повторяем расчет (п. 4-5). Итерации проводятся до выполнения условия $|P^{t-1} - P^t| \leq 1$. Далее рассчитываются показатели технологического режима для каждого шлейфа согласно [4]. На ЯГКМ реализована последовательная схема подключения эксплуатационных кустов до 3-х на шлейфе, причем расстояния между врезками со-

поставимы с протяженностью самого шлейфа. Приведенная схема позволяет определить потери давления наиболее удаленного от УКПГ куста скважин пользуясь формулой

$$P_{уст}^2 - P_{ax}^2 = q_3^2 c_3 + (q_2^2 + q_3^2) c_4 + (q_1^2 + q_2^2 + q_3^2) c_5. \quad (8)$$

Представленный алгоритм можно положить в основу создания АСУ ТП РМ, применяемой при решении задач управления разработкой сложно-построенных газоконденсатных месторождений.

Список использованных источников

1. 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.

2. 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.

3. Колбиков С.В. Оптимизация распределения отбора газа из месторождения по скважинам. Обз. информ. Сер. «Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений», М.: ВНИИЭГазпром, 1981. Вып. 3. - 33 с.

4. Технология разработки крупных газовых месторождений/ А.И. Гриценко, О.М. Ермилов, Г.А. Зотов и др. - М.: Недра, 1990.- 244 с.