Научная статья

https://doi.org/10.32603/2071-8985-2025-18-4-55-66

Разработка распределенной системы управления полем давления при добыче газа на структурно-сложном месторождении

И. М. Новожилов¹, С. Е. Абрамкин¹, П. А. Мальцев², Т. В. Кухарова², А. В. Плотников²

¹ Санкт-Петербургский государственный электротехнический университет «ЛЭТИ» им. В. И. Ульянова (Ленина), Санкт-Петербург, Россия

² Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II, Санкт-Петербург, Россия

[™] maltcev-pave@mail.ru

Аннотация. Цель исследования – синтез распределенной системы автоматического управления полем давления в структурно-сложном газоконденсатном месторождении. В ходе работ были решены следующие задачи: проанализирован объект исследования – газоконденсатное месторождение со структурносложным строением; осуществлен литературный обзор существующих исследований, посвященных данной тематике; разработана математическая модель распределения давления участка структурносложного газоконденсатного месторождения, дополненная начальными и граничными условиями; синтезирована система управления технологическим процессом охлаждения масла. Иллюстрируются результаты компьютерного моделирования системы до регулирования и с учетом управления. В заключении делается ряд выводов относительно полученной системы.

Ключевые слова: структурно-сложные месторождения, добыча газа, поле давления, система управления

Для цитирования: Разработка распределенной системы управления полем давления при добыче газа на структурно-сложном месторождении / И. М. Новожилов, С. Е. Абрамкин, П. А. Мальцев, Т. В. Кухарова, А. В. Плотников // Изв. СПбГЭТУ «ЛЭТИ». 2025. Т. 18, № 4. С. 55–66. doi: 10.32603/2071-8985-2025-18-4-55-66.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Original article

Development of a Distributed Pressure Field Control System for Gas Production in a Structurally Complex Field

I. M. Novozhilov¹, S. E. Abramkin¹, P. A. Maltsev², T. V. Kuharova², A. V. Plotnikov²

¹ Saint Petersburg Electrotechnical University, Saint Petersburg, Russia

² Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University, Saint Petersburg, Russia

[™] maltcev-pave@mail.ru

Abstract. The goal of the study is to synthesize a distributed automatic pressure field control system in a structurally complex gas condensate field. In the course of the work, the following tasks were solved: an analysis of the research object, namely a gas condensate field with a structurally complex structure, was carried out; a literary review of existing studies on this topic was carried out; a mathematical model of the pressure distribution of the site of a structurally complex gas condensate field was developed, supplemented by initial and boundary conditions; the synthesis of the control system for the technological process of oil cooling is carried out. The results of computer simulation of the system before regulation and taking into account control are illustrated. In conclusion, a number of conclusions are drawn regarding the resulting system.

Keywords: structurally complex field, gas production, pressure field, control system

For citation: Development of a Distributed Pressure Field Control System for Gas Production in a Structurally Complex Field / I. M. Novozhilov, S. E. Abramkin, P. A. Maltsev, T. V. Kuharova, A. V. Plotnikov // LETI Transactions on Electrical Engineering & Computer Science. 2025. Vol. 18, no. 4. P. 55–66. doi: 10.32603/2071-8985-2025-18-4-55-66.

Conflict of interest. The authors declare no conflicts of interest.

Введение. В настоящее время в научном мире остро стоит вопрос о количественных запасах традиционных энергетических ресурсов угла, нефти и газа. По мнению ученых, они неуклонно падают с каждым годом, что оказывает значительное влияние как на жизнь обычного человека, так и на функционирование предприятий – основных потребителей энергии.

Для удовлетворения спроса на энергоресурсы повсеместно совершенствуются технологии добычи, однако их влияние на общие объемы добываемого сырья в требуемом количестве незначительно. К наиболее перспективным альтернативам относится разработка нетрадиционных месторождений. К ним относятся трудно добываемые углеводороды, в частности коллекторы со сложным строением. Огромное количество запасов природного газа относится к данному типу сырья и считается одним из наиболее перспективных способов восполнения добычи энергообеспечивающих ресурсов.

В настоящее время активно ведется разработка месторождений со сложной геологической структурой, при этом используются технологии, которые не могут в полной мере обеспечить понастоящему высокую эффективность эксплуатации данных залежей. Это связано с особенностями сложных коллекторов, а также аномальных условий, которые необходимо учитывать при разработке данных объектов. Для разработки эффективных систем предлагается к использованию комплексный подход к изучению газового месторождения как распределенного объекта.

В данной статье описан процесс разработки распределенной системы управления полем давления структурно-сложного месторождения при добыче природного газа.

Существующие исследования. Как уже указывалось, добыча природного газа в структурносложных месторождениях на сегодняшний день актуальна, что отражается в наличии большого количества исследований, посвященных данной тематике. Авторы работ подходят к изучению нетрадиционных коллекторов с различных точек зрения.

Понимание того, как будет изменяться давление, особенно значимо при добыче газа, посколь-

ку позволит значительно повысить эффективность разработки месторождений. Например, в [1] авторы представляют метод моделирования течения жидкости в пористых средах с использованием новых решений уравнения диффузии давления на основе гауссовых переходных процессов давления. Публикация была основана на серии исследований другой группы ученых, которые одними из первых предложили аналитическую модель, имитирующую течение нестационарного потока через трецины [2], а затем продолжили свои исследования по усовершенствованию данного метода [3].

Определение пластового давления - важный момент при разработке нефтегазовых месторождений, так как по пластовому давлению определяют стратегии бурения, эксплуатации месторождения, дебит и многие другие параметры. Существуют различные способы определения давления, однако многие из них строго локальны и применимы при определенных условиях. Новый метод предложили авторы статьи [4], основная его идея заключается в применении методов регрессионного анализа и нейронных сетей. В свою очередь, в [5] представлен новый метод определения давления, использующий данные по просадке пластового давления в ходе эксплуатации скважины. Преимуществом метода указана высокая сходимость, однако в сложных коллекторах испытания не проводились. В [6] приводятся разработки системы управления давлением низкопроницаемого коллектора. Авторы определяют, что давление пласта и на забое – важнейшие параметры с точки зрения управления процессом добычи газа. С помощью предложенной модели авторы получили коэффициенты эффективного управления и эффективной емкости, что иллюстрирует эффективность управления коллектором. Статья [7] охватывает исследование потока углеводорода с целью выявления зависимостей его характеристик от параметров пласта, в частности давления.

Нелинейный поток движения флюидов, не соответствующий закону Дарси, представляет основную сложность при моделировании сложных многослойных коллекторов. Авторы [8] предложили усовершенствованную модель. На основе модели капиллярной границы и теории пограничного слоя нелинейного движения флюидов. Дальше продвинулись авторы [9]. Модель, предложенная учеными, также моделирует добычу двухфазного потока воды и газа, однако количество допущений, принятое для данной модели, значительно меньшее, чем в других работах. Однако модель все еще не охватывает всех фундаментальных процессов в пласте. Например, в [10] авторы описывают серию экспериментов с псевдопороговым давлением с целью определения зависимостей псевдопорогового давления от газопроницаемости. Авторы [11] приводят описание своих исследований, которые направлены на изучение механизма распространения давления в герметичных резервуарах. В статье представлены результаты изменения давления при проведении экспериментов, ученые предлагают также использование процесса закачки воды как способ повышения давления, что приведет к увеличению газоотдачи пласта.

В ходе исследования водоносных плотных газовых коллекторов авторы [12] оценивают эффективность добычи природного газа. Приведена оценка степени влияния свойств пласта на движение флюидов внутри горной породы, а также на дальнейшее распределение давлений между слоями. В ходе исследования авторы установили, что водонасыщенность оказывает значительно меньшее влияние на смену давления в пласте, чем проницаемость данных пластов. Определение эффективности добывающих скважин и месторождений в целом - одна из важнейших задач при разработке пласта. Из-за сложного строения плотных коллекторов применение методов, которые используются для традиционных пластов, невозможно, так как в результате получатся недостоверные данные. Именно эту идею описывают авторы [13] и приводят собственный метод оптимизации структуры скважин и оценки эффективности извлечения газа из плотных пластов песчаника с учетом вероятности вмешательства скважины. [14] освещает новый подход к потенциальному повышению эффективности разрабатываемых плотных коллекторов. Авторы предложили модель, определяющую эффективное расположение добываемых скважин, основанную на сложном анализе физических свойств пласта и применимую на практике как один из вариантов повышения экономической эффективности газовых промыслов, как утверждают авторы.

В результате анализа был сделан вывод о том, что наиболее приоритетны направления исследований, направленные на изучение свойств структурносложных пластов, а также на изучение движения углеводородных флюидов в пласте.

Постановка задачи. На основании вышеприведенного анализа существующих исследований в рамках работы поставлены следующие задачи:

 – описать разработанную математическую модель объекта;

 – синтезировать распределенную систему управления характерным технологическим процессом.

Разработка математической модели. В рамках предыдущего исследования [15] разработана концептуальная модель управляемых процессов добычи природного газа на месторождениях со сложной геологической структурой, которая отражает наиболее значимые параметры рассматриваемой системы. Помимо этого приведено описание газовых залежей в структурно-сложных пластах как объекта управления. На основании этого исследования строится дальнейшая работа по синтезу распределенной системы.

Исходя из того, что пласт – это объект с неоднородным строением, его описание строится с помощью слоистой модели [16], в которой каждый отдельный участок (слой) может обладать собственными свойствами. Представим исследуемый газоносный горизонт в виде параллелепипеда. Слоистая модель газоносного пласта представлена на рис. 1, где приняты обозначения: $x_L = 120$ м, $y_L = 120$ м, $z_L = 100$ м – геометрические размеры моделируемой системы по осям *X*, *Y* и *Z* соответственно; цифры от 1 до 9 обозначают номера блоков моделируемого участка; овалами обозначены блоки расположения добывающих скважин.



Puc. 1. Слоистая модель газоносного пласта *Fig. 1.* Layered model of a gas-bearing reservoir

Informatics, Computer Technologies and Control

Обозначим основные параметры объекта моделирования. Он разделен на 9 блоков. Обозначим емкостные свойства для каждого блока, которые используются при компьютерном моделировании системы.

Каждый из блоков системы обладает следующими геометрическими размерами: $x_B = 40$ м, $y_B = 40$ м, $z_B = 25$ м.

В рамках исследования система считается недеформируемой – таким образом, пористость блоков со временем не меняется. Также систему считаем изотропной, т. е. коэффициенты проницаемости в блоках остаются постоянными.

Основная зависимость, определяющая характер движения углеводородных флюидов в пласте, представлена уравнением фильтрации¹, которое может видоизменяться в зависимости от рассматриваемых в исследовании условий. Будет рассматривать неустановившейся процесс фильтрации газа – это значит, что распределение уравнения фильтрации может определить распределение давления в следующем виде:

$$\frac{m\mu}{nk}P^{-\frac{n}{n+1}}\frac{\partial P}{\partial t} = \nabla^2 P_{t}$$

где $P = p \frac{n+1}{n}$; p – давление газа; t – время филь-

трации; *m* – пористость газоносного пласта; *k* – проницаемость газоносного пласта; *n* – показатель политропы; ∇^2 – оператор Лапласа; μ – абсолютная вязкость газа.

Основой математической модели исследуемого пласта является уравнение Лейбензона, которое показывает распределение давления в трехмерном пространстве газоносной залежи:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{k}{2\mu m} \left(\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} \right), \tag{1}$$

где $0 < x < x_L$, $0 < y < y_L$, $0 < z < z_L$; p = p(x, y, z, t) – давление газа в момент времени t; x, y, z – координаты; x_L , y_L , z_L – конечные координаты по осям X, Y, Z.

Для реализации моделирования необходимо определиться с начальными и граничными условиями исследуемой системы. В нулевой момент времени (т. е. в начале разработки газоконденсат-

.....

ной залежи) давление в пласте считается равномерно-распределенным по всей площади пласта, другими словами

$$p(x, y, z, 0) = p_0, (2)$$

где $p_0 = 60 \cdot 10^6$, Па – начальное давление газоносного пласта.

На границах объекта выполняются граничные условия второго рода [17], другими словами, объект считаем непроницаемым:

$$\frac{\partial p(x_L, y, z, t)}{\partial x} = 0; \quad \frac{\partial p(0, y, z, t)}{\partial x} = 0;$$

$$\frac{\partial p(x, 0, z, t)}{\partial y} = 0; \quad \frac{\partial p(x, y_L, z, t)}{\partial y} = 0;$$

$$\frac{\partial p(x, y, 0, t)}{\partial z} = 0; \quad \frac{\partial p(x, y, z_L, t)}{\partial z} = 0,$$
(3)

где $t \ge 0$.

Далее необходимо задать граничные условия для боковых сторон блоков. Они запишутся в виде условия равенства потоков.

Условия равенства потоков между блоками по оси *Y*:

$$\chi_{1}\left(\frac{\partial P_{1,l}}{\partial y}\right) = \chi_{2}\left(\frac{\partial P_{2,l}}{\partial y}\right), \ \chi_{2}\left(\frac{\partial P_{2,l}}{\partial y}\right) = \chi_{3}\left(\frac{\partial P_{3,l}}{\partial y}\right),$$
$$\chi_{4}\left(\frac{\partial P_{4,l}}{\partial y}\right) = \chi_{5}\left(\frac{\partial P_{5,l}}{\partial y}\right), \ \chi_{5}\left(\frac{\partial P_{5,l}}{\partial y}\right) = \chi_{6}\left(\frac{\partial P_{6,l}}{\partial y}\right), \ (4)$$
$$\chi_{7}\left(\frac{\partial P_{7,l}}{\partial y}\right) = \chi_{8}\left(\frac{\partial P_{8,l}}{\partial y}\right), \ \chi_{8}\left(\frac{\partial P_{8,l}}{\partial y}\right) = \chi_{9}\left(\frac{\partial P_{9,l}}{\partial y}\right),$$
$$k_{i}$$

где $\chi_i = \frac{\kappa_i}{\mu_q (m_q \beta_{\mathcal{K}} + \beta_{\Pi})}$ – коэффициент пьезо-

проводности блока; 1 < q < 9; $\beta_{\text{ж}}$, β_{Π} – коэффициенты сжимаемости жидкости и породы; цифры 1-9 – блоки на рис. 1.

Условия равенства потоков между блоками по оси *X*:

$$\chi_{1}\left(\frac{\partial P_{1,l}}{\partial x}\right) = \chi_{2}\left(\frac{\partial P_{2,l}}{\partial x}\right), \ \chi_{2}\left(\frac{\partial P_{2,l}}{\partial x}\right) = \chi_{3}\left(\frac{\partial P_{3,l}}{\partial x}\right),$$
$$\chi_{4}\left(\frac{\partial P_{4,l}}{\partial x}\right) = \chi_{5}\left(\frac{\partial P_{5,l}}{\partial x}\right), \ \chi_{5}\left(\frac{\partial P_{5,l}}{\partial x}\right) = \chi_{6}\left(\frac{\partial P_{6,l}}{\partial x}\right), \ (5)$$
$$\chi_{7}\left(\frac{\partial P_{7,l}}{\partial x}\right) = \chi_{8}\left(\frac{\partial P_{8,l}}{\partial x}\right), \ \chi_{8}\left(\frac{\partial P_{8,l}}{\partial x}\right) = \chi_{9}\left(\frac{\partial P_{9,l}}{\partial x}\right).$$

Для вязкости газа используется следующее значение: $\mu = 0.0547 \text{ мПа} \cdot \text{с}$. Решение дифференциального уравнения (1) будем искать в численном виде с применением метода конечных разностей. Тогда (1) можно представить в следующем виде:

.....

¹ Лапук Б. Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов. 2-е изд. / под ред. В. Н. Щелкачева; М.-Ижевск, Ин-т компьютерных исследований. 2002. 296 с.

LETI Transactions on Electrical Engineering & Computer Science. 2025. Vol. 18, no. 4. P. 55–66

$$\frac{\Delta P_{i,j,f}}{\Delta t} = \frac{k}{2\mu m} \begin{pmatrix} \frac{P_{i-1,j,f} - 2P_{i,j,f} + P_{i+1,j,f}}{\Delta x^2} + \\ + \frac{P_{i,j-1,f} - 2P_{i,j,f} + P_{i,j+1,f}}{\Delta y^2} + \\ + \frac{P_{i,j,f-1} - 2P_{i,j,f} + P_{h,j,f+1}}{\Delta z^2} \end{pmatrix}, (6)$$

где $i = \overline{1, I}$; $j = \overline{1, J}$; $f = \overline{1, F}$; Δx , Δy , Δz – шаги дискретизации по осям X, Y, Z; I, J, F – количества точек дискретизации по осям X, Y, Z соответственно.

Начальные и граничные условия в дискретном виде:

$$p(i, j, k, 0) = p_0, \tag{7}$$

$$p(0, j, f, t) = p(1, j, f, t),$$

$$p(I+1, j, f, t) = p(I, j, f, t),$$

$$p(i, 0, f, t) = p(i, 1, f, t),$$

$$p(i, J+1, f, t) = p(i, J, f, t),$$

$$p(i, j, 0, t) = p(i, j, 1, t),$$

$$p(i, j, F+1, t) = p(i, j, F, t).$$
(8)

При эксплуатации газодобывающих скважин можно управлять темпом снижения и распределением пластового давления в залежи с помощью ограничения давления в скважинах. В рамках статьи будет проводиться анализ давления на забое скважин.

Уравнение (1) в сочетании с начальными условиями (2), граничными условиями (3), а также условиями потоков на границах сред (4) и (5) полноценно описывают газоносный пласт как объект управления. Полученная численная модель (6)–(8) позволит определить параметры передаточной функции объекта, что необходимо для дальнейшего синтеза распределенной системы управления распределением давления при добыче газа в месторождениях со сложной геологической структурой.

Синтез распределенного высокоточного регулятора. Для этого реализуем компьютерное моделирования дифференциального уравнения (6). Входным воздействием служит уровень давления в точках расположения добывающих скважин, представленный в виде выделенной пространственной моды с определенными номерами [18]:

$$p(i_z, j_z, f_z, t) = U(x, y),$$
 (9)

где $U(x, y) = A + A\cos\left(\frac{\pi\xi}{L_x}x\right)\cos\left(\frac{\pi\gamma}{L_y}y\right); p-3a-$

данное давление в газоносной залежи; iz, jz, fz -

координаты ствола *z*-й скважины в залежи; A – амплитуда входного воздействия; ξ и γ – номера пространственных мод по X и Y соответственно; L_x и L_y – размеры объекта исследования (см. рис. 1) по осям X и Y соответственно.

В рамках данного исследования рассматривается моделирование участка газоносного горизонта, содержащего 3 скважины. На выходе системы определяем распределение уровня в заданных (контрольных) точках пласта. Контрольными точками будут считаться точки у добывающих скважин (на забое).

Исследуем поведение модели при подаче входного воздействия. В уравнении (9) примем амплитуду входного воздействия $A = = 40 \cdot 10^6$. Будут рассматриваться пространственные моды 1 и 3, т. е. $\xi_1 = 1$, $\xi_2 = 3$ и $\gamma_1 = 1$, $\gamma_2 = 3$. Подавая воздействия на модель по каждой паре мод, получим графики переходных процессов скважины 2 на рис. 2, 3.







Puc. 3. График переходного процесса по 3-й моде *Fig. 3.* The graph of the transition process for 3-d mode

Анализируя графики переходного процесса по 1-й и 3-й модам, представленные на рис. 2 и 3, можно сделать вывод, что передаточная функция Informatics, Computer Technologies and Control

(П Φ) объекта $W_m(G, s)$ по каждой моде может быть представлена в виде апериодического звена 1-го порядка с запаздыванием [19] по формуле

$$W_m(G, s) = \frac{k_m(G)}{T_m(G)s+1}e^{-s},$$

где $k_m(G)$ – коэффициент усиления объекта по *m*-й моде; $T_m(G)$ – постоянная времени объекта по *m*-й моде; *s* – оператор Лапласа; *G* – обобщенная координата; *m* = 1,3.

Коэффициент усиления определяется по соотношению

$$k_m(G) = \frac{y_{\text{ycr}\,m}}{U_{\text{BX}\,m}},\tag{10}$$

где $y_{\text{уст }m}$ – установившееся значения переходного процесса по *m*-й моде; $U_{\text{вх }m}$ – входное воздействие на систему по *m*-й моде.

По результатам моделирования распределенного объекта по модам было получено $y_{yct 1} =$ = 38 660 389 Па и $y_{yct 3} =$ 31 371 952 Па. Входное воздействие рассчитаем по формуле

$$U_m(x, y) = A_m + A_m \cos\left(\frac{\pi\xi_m}{L_x}x\right) \cos\left(\frac{\pi\gamma_m}{L_y}y\right).$$
(11)

Подставляя все значения в формулу (11), получим значения входного воздействия $U_1(x, y) =$ = 49 947 705 Па и $U_3(x, y) =$ 49 792 863 Па. Полученные значения объединим с (10) и получим коэффициент усиления ПФ:

$$k_1(G) = \frac{38\,660\,389}{49\,947\,705} = 0.774;$$

$$k_3(G) = \frac{31\,371\,952}{49\,792\,863} = 0.63.$$

Постоянную времени $T_1(G)$ и время запаздывания τ_1 определим аппроксимацией из графика переходного процесса (рис. 2), процесс представлен на рис. 4.

По графику на рис. 4 определяем значение $T_1(G) = 1920$ ч, $\tau_1 = 1$. Таким образом, ПФ объекта по 1-й моде примет следующий вид:

$$W_1(G,s) = \frac{0.774}{1920s+1}e^{-s}.$$

Постоянную времени $T_3(G)$ и время запаздывания τ_3 определим аппроксимацией из графика переходного процесса (рис. 3), процесс представлен на рис. 5.



Puc. 4. Аппроксимация постоянной времени по 1-й моде *Fig. 4.* Approximation of the time constant for 1 mode

По графику на этом рисунке определяем значение $T_3(G) = 1800$ ч, $\tau_3 = 1$. Таким образом ПФ объекта по 3 моде примет следующий вид:

$$W_3(G,s) = \frac{0.63}{1800s+1}e^{-s}.$$



Puc. 5. Аппроксимация постоянной времени по 3-й моде *Fig.* 5. Approximation of the time constant for 3 mode

Получив ПФ объекта по 1 и 3 моде приступим к синтезу распределенной системы управления, а именно разработаем распределенный высокоточный регулятор (PBP), формула которого имеет вид [20]:

$$W(x,s) = E_1 \left[\frac{n_1 - 1}{n_1} - \frac{1}{n_1} \nabla^2 \right] + E_4 \left[\frac{n_4 - 1}{n_4} - \frac{1}{n_4} \nabla^2 \right] \frac{1}{s} + E_2 \left[\frac{n_2 - 1}{n_2} - \frac{1}{n_2} \nabla^2 \right] s, \qquad (12)$$

где E_1 , E_2 , E_4 – коэффициенты усиления распределенных пропорционального, интегрирующего и дифференцирующего блоков, входящих в состав PBP; n_1 , n_2 , n_4 – весовые коэффициенты распределенных пропорционального, интегрирующего и дифференцирующего блоков, входящих в состав PBP; ∇^2 – лапласиан.

Применение РВР в данной системе необходимо для управления распределением давления в пласте в процессе эксплуатации месторождения, до требуемого значения, которое задается в начале моделирования. В результате получится замкнутая система управления полем давления при добыче газа в структурно-сложных месторождениях. Далее осуществлен частотный синтез РВР по известной методике², поэтому будут приведены только результаты расчета.

В дискретном виде, удобном для компьютерного моделирования, (12) примет вид

$$\begin{split} W_{i,j,f,\tau} &= 38\,395 \times \\ &\times \frac{\Delta_{i-1,j,f,\tau} - 2\Delta_{i,j,f,\tau} + \Delta_{i+1,j,f,\tau}}{dx^2} + 0.093 \times \\ &\times \frac{\operatorname{sum}\Delta_{i-1,j,f,\tau} - 2\operatorname{sum}\Delta_{i,j,f,\tau} + \operatorname{sum}\Delta_{i+1,j,f,\tau}}{dx^2} + \\ &+ 7.07 \frac{\Delta_{i,j,f,\tau} - \Delta_{i,j,f,\tau-1}}{d\tau}, \end{split}$$

где $\Delta_{i,i,f,\tau}$ – ошибка между значениями текущим и требуемым в точке; sum $\Delta_{i,j,f,\tau}$ – суммарная ошибка во все моменты времени в данной точке.

Для реализации PBP программным способом необходимо обозначить структурную схему исследуемой системы, что позволит четко понять место каждого элемента и взаимосвязь между ними. Разработанная структурная схема представлена на рис. 6.



Рис. 6. Структурная схема замкнутой системы Fig. 6. Block diagram of a closed system

На рис. 6 приняты обозначения: 1 – задающее значение давления; 2 – управляющее воздействие на объект; 3 – желаемое давление на выходе системы; 4 – ошибка рассогласования.

При рассчитанных значениях коэффициентов получим график переходного процесса (рис. 7).

.....

.....



При анализе переходного процесса на этом рисунке можно сделать вывод, что система неустойчива, что означает необходимость настройки коэффициентов регулятора с помощью метода параметрического синтеза. В результате получили выражение для РВР в виде

$$W(x,s) = 10\nabla^2 + 0.5\nabla^2 \frac{1}{s} + 0.2s.$$

График переходного процесса для скважин на блоках 2, 4, 6 с настроенным РВР представлен на рис. 8.





Так как графики переходных процессов по скважинам на блоках 2, 4, 6 получились очень похожими, качество переходных процессов рассмотрим на примере скважины на 2-м блоке (см. рис. 1), переходный процесс представлен на рис. 9.

Традиционно качество переходного процесса принято определять, вычисляя значения времени регулирования, срабатывания и перерегулирования.

Анализируя графики переходных процессов на рис. 8 и 9, можно сделать вывод, что перерегу-

.....

² Першин И. М. Частотная концепция анализа и синтеза систем с распределенными параметрами. Пятигорск: Издво ПФ СКФУ, 2021. 171 с.

Informatics, Computer Technologies and Control

лирование в системе отсутствует, время срабатывания будет равно времени регулирования, поэтому определим только последнее. Время регулирования системы – это время, за которое система переходит в установившееся состояние ± 5 %, в данном случае оно равно $t_{\text{per}} = 26$ ч.



В результате исследования установлено, что

 – газоносный пласт со сложным геологическим строением – это объект с распределенными параметрами, так как давление в пласте формирует поле, распределенное по всей залежи;

 – рассчитанные значения коэффициентов PBP не всегда могут быть удовлетворительны для системы, что требует применения нескольких подходов к формированию их значений;

 – синтезированная система управления полем давления обладает хорошими качествами.

Выводы. Проанализируем основные результаты проведенного исследования.

 Был синтезирован распределенный высокоточный регулятор для управления распределением поля давления при добыче природного газа в месторождениях со сложной геологической структурой. При анализе литературных источников – как зарубежных, так и отечественных, упоминаний о применении методов распределенного управления, параметрического синтеза, комплексного подхода не было найдено. Это указывает на определенную уникальность полученных результатов с применением теории распределенных систем.

 Эффективность предлагаемой системы обусловлена следующим. Разработанная замкнутая система управления (СУ) относится к распределенным СУ, основное преимущество которых – это возможность реализации управляющих воздействий не на конкретную точку, а сразу на требуемую площадь целиком. Так, в данном исследовании реализовано параллельное (одновременное) управление каждой из трех моделируемых скважин. Управление скважины с применением распределенной СУ позволит получать наиболее качественное управление рассматриваемым распределенным объектом, точность и качество переходных процессов по всему объему месторождения значительно увеличится, что окажет значительное влияние на оптимизацию работы всего газодобывающего комплекса, что впоследствии позволит увеличить коэффициенты газоотдачи и конденсатоотдачи, что напрямую повлияет на получаемую прибыль от конкретного месторождения.

3. Получилось реализовать быстрое регулирование (на основании значения времени регулирования), а также переходный процесс выхода системы получается без перерегулирования, что является однозначным преимуществом, так как разработанная система без перерегулирования может увеличить срок службы исполнительных механизмов на объекте.

При разработке системе были применены методологии концептуального и математического моделирования, компьютерная реализация дифференциальных уравнений, частотный и параметрический синтез PBP, анализ полученной системы. Каждая из методологий показала значительную эффективность в ходе работы.

Заключение. В ходе работы изучен газоносный пласт как распределенный объект управления, определены его наиболее значимые параметры, которые необходимо использовать при моделировании. В ходе анализа литературных источников отечественных и зарубежных авторов определена степень изученности тематики, выявлены основные направления исследований, которые являются наиболее перспективными в настоящее время.

Разработана математическая модель в двух видах, дифференциальном и дискретном, на базе уравнения Лейбензона, которое описывает пространственное распределение давления в газоносном пласте, с возможностью учета его неоднородного строения.

Дискретная форма записи модели реализована программно с помощью языка программирования Python, позволяет получить графики переходных процессов, характеризующих поведение объекта при различных начальных условиях и возмущающих воздействий.

Полученные материалы использовались для получения передаточных функций объекта иссле-

дования, которые необходимы для синтеза распределенной системы управления полем давления в газовом месторождении со сложной геологической структурой. В результате разработки получен распределенный высокоточный регуля-

.....

тор, который обеспечивает высокое быстродействие системы, т. е. время регулирования до требуемого значения, а также хорошее качество переходного процесса, в котором отсутствует перерегулирование.

Список литературы

1. Alotaibi M., Alotaibi S., Weijermars R. Stream and potential functions for transient flow simulations in porous media with pressure-controlled well systems // Fluids. 2023. Vol. 8, no. 5. P. 160–190. doi: 10.3390/fluids 8050160.

2. Van Harmelen A., Weijermars R. Complex analytical solutions for flow in hydraulically fractured hydrocarbon reservoirs with and without natural fractures // Appl. Math. Modelling. 2018. Vol. 56. P. 137–157. doi: 10.1016/j.apm.2017.11.027.

3. Applying improved analytical methods for modelling flood displacement fronts in bounded reservoirs (Quitman field, east Texas) / R. Nelson, L. Zuo, R. Weijermars, D. Crowdy // J. of Petroleum Sci. and Engin. 2018. Vol. 166. P. 1018–1041. doi: 10.1016/j.petrol.2018.03.006.

4. Захаров Л. А., Мартюшев Д. А., Пономарева И. Н. Прогнозирование динамического пластового давления методами искусственного интеллекта // Зап. Горного ин-та. 2022. Т. 253. С. 23–32. doi: 10.31897/ PMI.2022.11.

5. Idudje H., Adewole S. A method of estimating reservoir pressure using Drawdown Test Data // SPE Nigeria Ann. Intern. Conf. and Exhibition (NAICE). Victoria Island, Lagos, Nigeria: SPE, 2020. P. 1–9. doi: 10.2118/203700-MS.

6. On the development of an effective pressure driving system for ultra-low permeability reservoirs / Ya. Zhang, Z. Yang, D. Li, X. Liu, X. Zhao // Fluid Dynamics & Materials Proc. 2021. Vol. 17, no. 6. P. 1067–1075. doi: 10.32604/fdmp.2021.016725.

7. Effect of dynamic threshold pressure gradient on production performance in water-bearing tight gas reservoir / W. Zhu, Yu. Liu, Yu. Shi, G. Zou, Q. Zhang, D. Kong // Advances in Geo-Energy Research. 2022. Vol. 6, no. 4. P. 286–295. doi: 10.46690/ager.2022.04.03.

8. Nonlinear flow in low permeability reservoirs: Modelling and experimental verification / F. Song, L. Bo, S. Zhang, Y. Sun // Advances in Geo-Energy Research. 2019. Vol. 3, no. 1. P. 76–81. doi: 10.26804/ager.2019.01.06.

9. Simulation of gas-water two-phase flow in tight gas reservoirs considering the Gas Slip Effect / M. Lu, Z. Wang, A. Li, L. Zhang, B. Zheng, Z. Zhang // Fluid Dynamics & Materials Proc. 2022. Vol. 19, no. 5. P. 1269– 1281. doi: 10.32604/fdmp.2023.023188.

10. Effect of dynamic pseudo threshold pressure gradient on well production performance in low-permeability and tight oil reservoirs / M. Dong, X. Yue, X. Shi, S. Ling, B. Zhang, X. Li // J. of Petroleum Sci. and Engin. 2019. Vol. 173. P. 69–76. doi: 10.1016/j.petrol. 2018.09.096.

11. Experimental investigation on the pressure propagation mechanism of tight reservoirs / J. Sun, D. Liu, X. Zhu, W. Huang, L. Cheng // Fluid Dynamics & Materials Proc. 2020. Vol. 16, no. 3. P. 425–440. doi: 10.32604/fdmp.2020.08531.

12. Effect of dynamic threshold pressure gradient on production performance in water-bearing tight gas reservoir / W. Zhu, Y. Liu, Y. Shi, G. Zou, Q. Zhang, D. Kong // Advances in Geo-Energy Research. 2022. Vol. 6, no. 4. doi: 10.46690/ager.2022.04.03.

13. A new method for well pattern density optimization and recovery efficiency evaluation of tight sandstone gas reservoirs/ S. Gao, H. Liu, L. Ye, Z. Wen, W. Zhu, C. Zhang // Natural Gas Industry B. 2020. Vol. 7, no. 2. P. 133–140. doi: 10.1016/j.ngib.2019.08.003.

14. Well network optimization and recovery evaluation of tight sandstone gas reservoirs / Q. Li, Y. Li, S. Gao, H. Liu, L. Ye, H. Wu, W. Zhu, W. An // J. of Petroleum Sci. and Engin. 2021. Vol. 196, art. 107705. P. 1–14. doi: 10.1016/j.petrol.2020.107705.

15. A conceptual model of controlled gas production processes in fields with a complex geological structure / P. A. Mal'Tsev, S. E. Abramkin, A. V. Plotnikov, K. V. Martirosyan / 2024 XXVII Intern. Conf. on Soft Comp. and Measurements (SCM). Saint Petersburg, RF: IEEE, 2024. P. 107–110. doi: 10.1109/SCM62608.2024.10554098.

16. Ilyushin Yu. V., Asadulagi M. A. M. Development of a distributed control system for the hydrodynamic processes of aquifers, taking into account stochastic disturbing factors // Water. 2023. Vol. 15, no. 4. P. 770– 785. doi: 10.3390/w15040770.

17. Ilyushin Yu. V., Afanaseva O. Spatial distributed control system of temperature field: Synthesis and modeling // ARPN J. of Engin. and Appl. Sci. 2021. Vol. 16, no. 14. P. 1491–1506.

18. Ilyushin Yu. V., Afanaseva O. V. Synthesis of a distributed control system // Intern. J. of Control Theory and Appl. 2016. Vol. 9, no. 30. P. 41–60.

19. Ильюшин Ю. В. Методика расчета оптимального количества нагревательных элементов в зависимости от значений температурного поля // Науч.техн. ведомости СПбГПУ. Информатика. Телекоммуникации. Управление. 2011. Т. 138, № 6–2. С. 48–52.

20. Eremeeva A. M., Ilyushin Yu. V. Automation of the control system for drying grain crops of the technological process for obtaining biodiesel fuels // Scientific Rep. 2023. Vol. 13, no. 1. P. 14956–14966. doi: 10.1038/ s41598-023-41962-0.

Информация об авторах

Новожилов Игорь Михайлович – канд. техн. наук, доцент кафедры автоматики и процессов управления СПбГЭТУ «ЛЭТИ». E-mail: novozhilovim@list.ru

https://orcid.org/0000-0002-2056-3930

Абрамкин Сергей Евгеньевич – канд. техн. наук, доцент кафедры автоматики и процессов управления СПбГЭТУ «ЛЭТИ». E-mail: seabramkin@etu.ru

Мальцев Павел Александрович – аспирант кафедры системного анализа и управления Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II, 21-я линия, д. 2, ВО, Санкт-Петербург, 199106, Россия.

E-mail: maltcev-pave@mail.ru

Кухарова Татьяна Валерьевна – канд. техн. наук, доцент кафедры системного анализа и управления Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II, 21-я линия, д. 2, ВО, Санкт-Петербург, 199106, Россия. E-mail: Kukharova_TV@pers.spmi.ru https://orcid.org/0000-0002-5359-6763

Плотников Артем Викторович – зав. лабораторией системного анализа и управления Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II, 21-я линия, д. 2, ВО, Санкт-Петербург, 199106, Россия.

E-mail: apvitarlaeda@gmail.com

Вклад авторов:

Новожилов И. М. – общее руководство.

Абрамкин С. Е. – литературный обзор.

Мальцев П. А. – построение математической модели, синтез регулятора.

Кухарова Т. В. – введение, обсуждение, заключение.

Плотников А. В. – моделирование системы.

References

1. Alotaibi M., Alotaibi S., Weijermars R. Stream and potential functions for transient flow simulations in porous media with pressure-controlled well systems // Fluids. 2023. Vol. 8, no. 5. P. 160–190. doi: 10.3390/fluids 8050160.

2. Van Harmelen A., Weijermars R. Complex analytical solutions for flow in hydraulically fractured hydrocarbon reservoirs with and without natural fractures // Appl. Math. Modelling. 2018. Vol. 56. P. 137–157. doi: 10.1016/j.apm.2017.11.027.

3. Applying improved analytical methods for modelling flood displacement fronts in bounded reservoirs (Quitman field, east Texas) / R. Nelson, L. Zuo, R. Weijermars, D. Crowdy // J. of Petroleum Sci. and Engin. 2018. Vol. 166. P. 1018–1041. doi: 10.1016/j.petrol.2018.03.006.

4. Zaharov L. A., Martjushev D. A., Ponomareva I. N. Prognozirovanie dinamicheskogo plastovogo davlenija metodami iskusstvennogo intellekta // Zap. Gornogo in-ta. 2022. T. 253. S. 23–32. doi: 10.31897/PMI.2022.11. (In Russ.).

5. Idudje H., Adewole S. A method of estimating reservoir pressure using Drawdown Test Data // SPE Nigeria Ann. Intern. Conf. and Exhibition (NAICE). Victoria Island, Lagos, Nigeria: SPE, 2020. P. 1–9. doi: 10.2118/203700-MS.

6. On the development of an effective pressure driving system for ultra-low permeability reservoirs / Ya. Zhang, Z. Yang, D. Li, X. Liu, X. Zhao // Fluid Dynamics & Materials Proc. 2021. Vol. 17, no. 6. P. 1067–1075. doi: 10.32604/fdmp.2021.016725.

7. Effect of dynamic threshold pressure gradient on production performance in water-bearing tight gas reservoir / W. Zhu, Yu. Liu, Yu. Shi, G. Zou, Q. Zhang, D. Kong // Advances in Geo-Energy Research. 2022. Vol. 6, no. 4. P. 286–295. doi: 10.46690/ager.2022.04.03.

8. Nonlinear flow in low permeability reservoirs: Modelling and experimental verification / F. Song, L. Bo, S. Zhang, Y. Sun // Advances in Geo-Energy Research. 2019. Vol. 3, no. 1. P. 76–81. doi: 10.26804/ager.2019.01.06.

9. Simulation of gas-water two-phase flow in tight gas reservoirs considering the Gas Slip Effect / M. Lu, Z. Wang, A. Li, L. Zhang, B. Zheng, Z. Zhang // Fluid Dynamics & Materials Proc. 2022. Vol. 19, no. 5. P. 1269– 1281. doi: 10.32604/fdmp.2023.023188. 10. Effect of dynamic pseudo threshold pressure gradient on well production performance in low-permeability and tight oil reservoirs / M. Dong, X. Yue, X. Shi, S. Ling, B. Zhang, X. Li // J. of Petroleum Sci. and Engin. 2019. Vol. 173. P. 69–76. doi: 10.1016/j.petrol. 2018.09.096.

11. Experimental investigation on the pressure propagation mechanism of tight reservoirs / J. Sun, D. Liu, X. Zhu, W. Huang, L. Cheng // Fluid Dynamics & Materials Proc. 2020. Vol. 16, no. 3. P. 425–440. doi: 10.32604/fdmp.2020.08531.

12. Effect of dynamic threshold pressure gradient on production performance in water-bearing tight gas reservoir / W. Zhu, Y. Liu, Y. Shi, G. Zou, Q. Zhang, D. Kong // Advances in Geo-Energy Research. 2022. Vol. 6, no. 4. doi: 10.46690/ager.2022.04.03.

13. A new method for well pattern density optimization and recovery efficiency evaluation of tight sandstone gas reservoirs/ S. Gao, H. Liu, L. Ye, Z. Wen, W. Zhu, C. Zhang // Natural Gas Industry B. 2020. Vol. 7, no. 2. P. 133–140. doi: 10.1016/j.ngib.2019.08.003.

14. Well network optimization and recovery evaluation of tight sandstone gas reservoirs / Q. Li, Y. Li, S. Gao, H. Liu, L. Ye, H. Wu, W. Zhu, W. An // J. of Petroleum Sci. and Engin. 2021. Vol. 196, art. 107705. P. 1–14. doi: 10.1016/j.petrol.2020.107705.

15. A conceptual model of controlled gas production processes in fields with a complex geological structure / P. A. Mal'Tsev, S. E. Abramkin, A. V. Plotnikov, K. V. Martirosyan / 2024 XXVII Intern. Conf. on Soft Comp. and Measurements (SCM). Saint Petersburg, RF: IEEE, 2024. P. 107–110. doi: 10.1109/SCM62608.2024.10554098.

16. Ilyushin Yu. V., Asadulagi M. A. M. Development of a distributed control system for the hydrodynamic processes of aquifers, taking into account stochastic disturbing factors // Water. 2023. Vol. 15, no. 4. P. 770– 785. doi: 10.3390/w15040770.

17. Ilyushin Yu. V., Afanaseva O. Spatial distributed control system of temperature field: Synthesis and modeling // ARPN J. of Engin. and Appl. Sci. 2021. Vol. 16, no. 14. P. 1491–1506.

18. Ilyushin Yu. V., Afanaseva O. V. Synthesis of a distributed control system // Intern. J. of Control Theory and Appl. 2016. Vol. 9, no. 30. P. 41–60.

19. ll'jushin Ju. V. Metodika rascheta optimal'nogo kolichestva nagrevatel'nyh jelementov v zavisimosti ot znachenij temperaturnogo polja // Nauch.-tehn. vedomosti SPbGPU. Informatika. Telekommunikacii. Upravlenie. 2011. T. 138, № 6–2. S. 48–52. (In Russ.).

20. Eremeeva A. M., Ilyushin Yu. V. Automation of the control system for drying grain crops of the technological process for obtaining biodiesel fuels // Scientific Rep. 2023. Vol. 13, no. 1. P. 14956–14966. doi: 10.1038/ s41598-023-41962-0.

Information about the authors

Igor M. Novozhilov – Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor of the Department of Automation and Control Processes of Saint Petersburg Electrotechnical University.

E-mail: novozhilovim@list.ru https://orcid.org/0000-0002-2056-3930

Sergei E. Abramkin – Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor of the Department of Automation and Control Processes of Saint Petersburg Electrotechnical University. E-mail: seabramkin@etu.ru

Pavel A. Mal'tsev – postgraduate student of the Department of System Analysis and Management, Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University, 21st line, 2, Vasilievsky Island, Saint Petersburg, 199106, Russia. E-mail: maltcev-pave@mail.ru

Tatyana V. Kukharova – Cand. Sci. (Eng.), Associate Professor of the Department of System Analysis and Management, Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University, 21st line, 2, Vasilievsky Island, St. Petersburg, 199106, Russia. E-mail: Kukharova_TV@pers.spmi.ru

https://orcid.org/0000-0002-5359-6763

Artem V. Plotnikov – Head Laboratory of System Analysis and Management, Empress Catherine II Saint Petersburg Mining University, 21st line, 2, Vasilievsky Island, Saint Petersburg, 199106, Russia. E-mail: apvitarlaeda@gmail.com

.....

Author contribution statement:

Novozhilov I. M. – general management. Abramkin S. E. – a literary review. Mal'tsev P. A. – construction of a mathematical model, synthesis of a regulator.

Информатика, вычислительная техника и управление

Informatics, Computer Technologies and Control

Kukharova T. V. – introduction, discussion, conclusion. Plotnikov A. V. – system modeling.

Статья поступила в редакцию 19.11.2024; принята к публикации после рецензирования 21.02.2025; опубликована онлайн 25.04.2025.

.....

Submitted 19.11.2024; accepted 21.02.2025; published online 25.04.2025.