

А.В. Плотников, П.А. Пономарчук, В.Е. Трушников

МОДЕЛИРОВАНИЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНОГО ГАЗА КАК СИСТЕМ С ПРОСТРАНСТВЕННО РАСПРЕДЕЛЕННЫМИ ПАРАМЕТРАМИ

Рассмотрена возможность представления месторождения природного газа как системы с распределенными параметрами. Описаны особенности систем с распределенными параметрами на примере месторождения природного газа. Построена обобщенная математическая модель газового месторождения. Сделаны выводы о возможном внедрения описанных методик в сферу разработки месторождений природного газа.

Ключевые слова: анализ, синтез, распределенная система, газовое месторождение.

В наше время добыча углеводородов является одной из основных отраслей промышленности в России. Следовательно, необходимо развивать технологии, которые увеличат эффективность разработки нефтегазовых месторождений и позитивное влияние данной отрасли на экономику.

Газовое месторождение представляет собой совокупность залежей природного газа и газоконденсата на определенной территории. Основной характеристикой, отображающей продуктивность месторождения, является его дебит или же уровень добычи газа или газоконденсата. Дебит определяется за какой-либо временной промежуток, например суточный или годовой дебит.

Еще одной важной характеристикой является коэффициент конечной газоотдачи месторождения, который определяется отношением величины извлеченных запасов газа к величине геологических запасов. Значение коэффициента конечной газоотдачи характеризует эффективность выработки месторождения, а следовательно, при определенном минимальном значении дебита, и выводу в долгосрочной перспективе. Значение коэффициента конечной газоотдачи зависит от множества факторов: геологического строения месторождения, активности пластовых вод, физических свойств пласта, величины запасов газа, начального пластового давления, количества и расположения эксплуатационных скважин, темпов отбора газа из залежей и т.п.

Нельзя забывать, что эксплуатация месторождений с максимально возможным дебитом приведет к появлению различных осложнений или даже преждевременному прекращению разработки. Наиболее строгие требования предъявляются установке дебита скважины на начальном периоде разработке. Так он не должен превышать 20–25% от дебита полностью открытой скважины. Несоблюдение условий установки дебита, а так же нарушения условий охраны недр и окружающей среды могут вызвать серьезные последствия [3]:

- Газ, развивший огромную скорость, может уничтожить саму скважину и установленное на ней оборудование, высвободить воду, образовав в итоге заводненный кратер. Это приведет к дальнейшей непригодности скважины к разработке, а так же гибели части месторождения.

- Газ, развивший огромную скорость, может уничтожить саму скважину и установленное на ней оборудование, высвободить воду, образовав в итоге за-

водненный кратер. Это приведет к дальнейшей непригодности скважины к разработке, а так же гибели части месторождения.

- Если пласт состоит из рыхлого коллектора, например песка, то газ захватывает его частицы, которые, впоследствии, образуют пробку в нижней части скважины.

- Засорение порового пространства вблизи скважины частицами породы.

- Образование языков и конусов воды приводит к преждевременному затоплению скважины.

Перечисленные факторы крайне негативно влияют на коэффициент конечной газоотдачи месторождения. Следовательно, учитывая все вышесказанное, для нормального функционирования скважин и наиболее полной выработки месторождения. Значения дебита добывающих скважин должны оставаться в рамках, определенных технологическими и экономическими условиями.

В связи с важностью коэффициента конечной газоотдачи, существует огромное количество методов его повышения: кислотная обработка скважин, гидравлический разрыв пласта, торпедирование скважин и отбор газа под вакуумом. Данные методы требуют проведения технологических операций, вызывающих дополнительные затраты.

Упомянутые выше негативные явления вызваны крайне высокой скоростью истечения газа из скважины. Такая высокая скорость, в свою очередь, определена чрезвычайно высоким перепадом пластового давления за небольшой временной промежуток. Чтобы избежать негативных последствий для месторождения необходимо контролировать изменение давления в залежах природного газа. Известно, что давление во всем пласте условно одинаково только до начала его разработки. После запуска эксплуатационных скважин, давление в пласте начинает падать неравномерно. В таком случае можно говорить о том, что значения давления в разных точках пласта формируют единое поле. Так как фильтрацию газа считают неустановившейся, давление распределяется по залежи согласно закону [2]:

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

$$P = p^{\frac{n+1}{n}} \quad (2)$$

где p – пластовое давление в определенной точке залежи, t – время, m – пористость пласта, μ – абсолютная вязкость газа, k – проницаемость пласта, n – показатель политропы, ∇^2 – оператор Лапласа.

При разработке месторождения природного газа крайне важно учитывать изменения давления в различных точках поля во избежание перечисленных выше проблем, а также, в случае водонапорного режима, перекоса плоскости газовой контакта (рис. 1).

Все вышеперечисленные явления, происходящие с месторождением при-

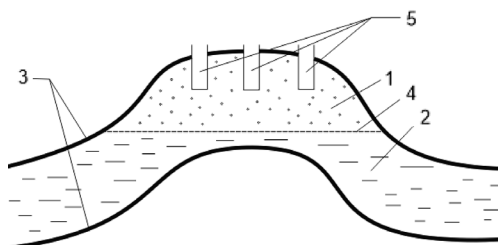


Рис. 1. Структура залежи природного газа: 1 – часть коллектора, заполненная природным газом, 2 – часть коллектора заполненная пластовыми водами, 3 – непроницаемая граница пласта, 4 – плоскость газовой контакта, 5 – перфорированные стволы скважин

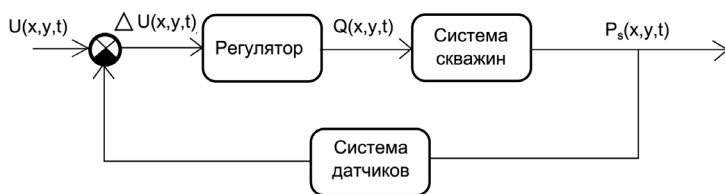


Рис. 2. Система управления пластовым давлением

родного газа и при его эксплуатации таким образом можно рассматривать как систему с распределенными параметрами [1]. Целевой функцией такой системы может служить поле давлений, например в точках расположения добывающих скважин. Вид целевой функции зависит от геологических, технологических и экономических параметров месторождения.

Газоносный пласт можно представить в виде динамически изменяющегося, в соответствии с его характеристиками, поля значений давления в различных точках пласта.

Основной математической модели станет уравнение, полученное из соотношения (1) [4]:

$$\frac{D}{p} \frac{\partial P}{\partial t} = \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2}, \quad (3)$$

$$0 < x < x_L, 0 < y < y_L, z_d < z < z_L,$$

$$D = \frac{m\mu_1}{nk} \quad (4)$$

где $p = p(x, y, z, t)$ – пластовое давление в определенной точке залежи в момент времени t , t – время, m – пористость пласта, μ_1 – абсолютная вязкость газа, k – проницаемость пласта, n – показатель полноты, x, y, z – координаты точки в пространстве, для которой ведется расчет, z_d – координата плоскости газовой контактной по оси z , x_L, y_L, z_L – конечные значения координат x, y, z ,

Фильтрацию воды считаем установившейся. Аналогично с соотношением (3) получим уравнение распространения давления в части пласта заполненной водой:

$$0 = \frac{\partial^2 P}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 P}{\partial z^2}, \quad (5)$$

$$0 < x < x_L, 0 < y < y_L, 0 < z < z_d$$

где $p = p(x, y, z, t)$ – пластовое давление в определенной точке залежи в момент времени t , t – время, x, y, z – координаты точки в пространстве, для которой ведется расчет, z_d – координата плоскости газовой контактной по оси z , x_L, y_L – конечные значения координат x, y .

Необходимо задать начальные условия. В начале разработки, момент времени $t = 0$, давление во всех точках пласта считаем одинаковым:

$$p(x, y, z, 0) = p_0 \quad (6)$$

где p_0 – начальное пластовое давление.

Поведение объекта на его границах описывается уравнениями [4]:

$$\begin{aligned}\frac{\partial p(x, y, 0, t)}{\partial z} &= 0; \quad \frac{\partial p(x, y, z_L, t)}{\partial z} = 0; \\ \frac{\partial p(0, y, z, t)}{\partial x} &= 0; \quad \frac{\partial p(x_L, y, z, t)}{\partial x} = 0; \\ \frac{\partial p(x, 0, z, t)}{\partial y} &= 0; \quad \frac{\partial p(x, y_L, z, t)}{\partial y} = 0;\end{aligned}\quad (7)$$

Для описания поведения системы на границах раздела сред примем, что движение газовой контактной поверхности происходит только по вертикальной координатной оси Oz . Поведение системы на плоскости газовой контактной поверхности описывается следующими соотношениями [4]:

$$-m\left(\frac{\partial z}{\partial t}\right) = \frac{kn}{\mu_1(n+1)} P^{-\frac{1}{n+1}} \left(\frac{\partial P}{\partial z}\right), \quad (8)$$

$$-m\left(\frac{\partial z}{\partial t}\right) = \frac{kn}{\mu_2} \left(\frac{\partial p}{\partial z}\right), \quad (9)$$

где: m – пористость пласта, μ_1 – абсолютная вязкость газа, μ_2 – абсолютная вязкость воды, k – проницаемость пласта, n – показатель политропы, t – время, p – пластовое давление, z – пространственная координата.

Скорость фильтрации газа представлена системой уравнений [4]:

$$\begin{aligned}u &= -\frac{kn}{\beta(n+1)\mu_1} \frac{\partial P}{\partial x} \\ v &= -\frac{kn}{\beta(n+1)\mu_1} \frac{\partial P}{\partial y} \\ w &= -\frac{kn}{\beta(n+1)\mu_1} \frac{\partial P}{\partial z},\end{aligned}\quad (10)$$

$$\beta p = P^{\frac{1}{n+1}}, \quad (11)$$

где x, y, z – координаты точки в пространстве, для которой ведется расчет, u, v, w – компоненты вектора скорости фильтрации по координатным осям x, y, z соответственно, k – проницаемость пласта, n – показатель политропы, μ_1 – абсолютная вязкость газа, ρ – плотность газа в данной точке пространства, β – коэффициент сжимаемости.

Скорость фильтрации воды определяется из аналогичных соотношений:

$$\begin{aligned}u &= -\frac{k}{\mu_2} \frac{\partial P}{\partial x} \\ v &= -\frac{k}{\mu_2} \frac{\partial P}{\partial y} \\ w &= -\frac{k}{\mu_2} \frac{\partial P}{\partial z},\end{aligned}\quad (12)$$

где x, y, z – координаты точки в пространстве, для которой ведется расчет, u, v, w – компоненты вектора скорости фильтрации по координатным осям x, y, z соответственно, k – проницаемость пласта, μ_2 – абсолютная вязкость воды.

Скважина в трехмерном пространстве представляет собой цилиндр. Проникновение газа внутрь происходит через боковую поверхность и основание. Следовательно, дебит скважины в трехмерном пространстве определяется соотношением:

$$G(r, z, i) = \frac{kngF}{\beta(n+1)\mu_1} \frac{\partial P}{\partial z_{s,i}} + \frac{kng}{\beta(n+1)\mu_1} \int_{z_{s,i}}^{z_{e,i}} \oint \frac{\partial P}{\partial r} ds dz \quad (13)$$

где k – проницаемость пласта, n – показатель политропы, β – коэффициент сжимаемости, μ_1 – абсолютная вязкость газа, F – площадь сечения скважины, $z_{s,i}$, $z_{e,i}$ – координаты ствола i -ой скважины в залежи, g – заданный коэффициент, r – радиус – вектор, проведенный из центра скважины, ds – элемент окружности.

Входным воздействием служит уровень в точках расположения добывающих скважин, который связан с дебитами скважин зависимостью (12)

$$p_{s,i}(x, y, z, 0) = p_{s0}, \quad (14)$$

$$p_{s,i}(x, y, z, t) = f(U, t), \quad (15)$$

$$x_{s,i} < x < x_{e,i}, y_{s,i} < y < y_{e,i}, z_{s,i} < z < z_{e,i}$$

$$U = U(x, y, t)$$

где $x_{s,i}$, $y_{s,i}$, $z_{s,i}$, $x_{e,i}$, $y_{e,i}$, $z_{e,i}$ – координаты ствола i -ой скважины в залежи, $p_{s,i}$ – заданное давление i -ой скважины, $U(x, y, t)$ – целевая функция распределения давления.

Функцией выхода служит распределение уровня в заданных (контрольных) точках пласта.

Целевой функцией служит желаемое распределение уровня в заданных (контрольных) точках пласта.

Поскольку приведенная модель пласта не имеет аналитического решения, то для оценки динамических характеристик необходимо привести модель в дискретный вид, используя метод конечных разностей. Для этого предположим, что количество точек дискретизации по оси X равно H , по оси Y равно J , по оси Z равно K . Тогда уравнение (3) можно представить в следующем виде:

$$\begin{aligned} \frac{\partial P_{h,j,k}}{\partial \tau} = & \frac{p}{D} \left(\frac{P_{h-1,j,k} - 2P_{h,j,k} + P_{h+1,j,k}}{\Delta x^2} + \right. \\ & \left. + \frac{P_{h,j-1,k} - 2P_{h,j,k} + P_{h,j+1,k}}{\Delta y^2} + \frac{P_{h,j,k-1} - 2P_{h,j,k} + P_{h,j,k+1}}{\Delta z^2} \right) \end{aligned} \quad (16)$$

$$(h = \overline{1, H}, j = \overline{1, J}, k = \overline{1, K})$$

где Δx , Δy , Δz – шаги дискретизации по осям X , Y и Z соответственно.

Полученное уравнение характеризует изменение пластового давления в некой точке дискретного поля. Приведенная математическая модель месторождения природного газа показывает, что уравнение (15) в сочетании с начальными (5, 13) и граничными (6) условиями, а также с условиями для газовойодяного контакта (7, 8) позволит построить численную модель системы. В результате чего, определяются параметры передаточной функции объекта, для последующего синтеза системы управления.

В процессе исследования установлено:

- месторождение природного газа является системой с распределенными параметрами, так как его объектом управления является поле пластового давления;
- распределенная система управления воздействует на все скважины одновременно, с учетом формы поля пластового давления и заданной целевой функции, что позволяет скоординировать их действия;
- вследствие оптимизации работы газодобывающего комплекса, предполагается повышение коэффициента конечной газоотдачи всего месторождения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Першин И.М. Анализ и синтез систем с распределенными параметрами. Учебное пособие по системам с распределенными параметрами. – Пятигорск, 2007. – 586 с.
2. Лапук Б.Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. – 296 с.
3. Стрижов И.Н. Добыча газа. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2003. – 376 с.
4. Лейбензон Л.С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде. – М., 1947. – 244 с. **ГИАБ**

КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

Плотников А.В. – ассистент, e-mail: apvitarlaeda@gmail.com,
Пономарчук П.А. – ассистент, e-mail: asp_ponomarchuc@spmi.ru,
Трушников В.Е. – доктор технических наук, профессор, e-mail: tvye@yandex.ru,
Национальный минерально-сырьевой университет «Горный».

UDC 681.5

NATURAL GAS FIELD MODELLING AS A SYSTEM WITH SPATIALLY DISTRIBUTED PARAMETERS

Plotnikov F.V.¹, Assistant, e-mail: apvitarlaeda@gmail.com,
Ponomarchuk P.A.¹, Assistant, e-mail: asp_ponomarchuc@spmi.ru,
Trushnikov V.E.¹, Doctor of Technical Sciences, Professor, e-mail: tvye@yandex.ru,
¹ National Mineral Resource University «University of Mines»,
199106, Saint-Petersburg, Russia.

The article is called to consider possibility of natural gas field representation as a system with spatially distributed parameters. The description of spatially distributed systems features was given in the context of natural gas field. The general mathematical model of natural gas deposit is formulated. Finally, was given the conclusion about possible effect of methods described usage in the natural gas fields processing,

Key words: analysis, synthesis, distributed system, gas field.

REFERENCES

1. Pershin I.M. *Analiz i sintez sistem s raspredelennymi parametrami. Uchebnoe posobie po sistemam s raspredelennymi parametrami* (Analysis and synthesis of distributed systems. Educational guidance on distributed systems), Pyatigorsk, 2007, 586 p.
2. Lapuk B.B. *Teoreticheskie osnovy razrobotki mestorozhdenii prirodnykh gazov* (Theory of gas field development), Moscow-Izhevsk, Institut komp'yuternykh issledovaniy, 2002, 296 p.
3. Strizhov I.N. *Dobycha gaza* (Gas recovery), Moscow-Izhevsk, Institut komp'yuternykh issledovaniy, 2003, 376 p.
4. Leibenzon L.S. *Dvizhenie prirodnykh zhidkostey i gazov v poristoi srede* (Flow of natural fluids and gases in porous medium), Moscow, 1947, 244 p.