

П. А. Пономарчук [Р. А. Ponomarchuk]

УДК 621.391.6

НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ КАК СИСТЕМА
С РАСПРЕДЕЛЕННЫМИ ПАРАМЕТРАМИ

OIL FIELD AS A SYSTEM WITH DISTRIBUTED PARAMETERS

В данной статье рассматривается возможность представления нефтяного месторождения как систему с распределенными параметрами. Описаны особенности месторождений, представленных в качестве системы с распределенными параметрами. Построена обобщенная математическая модель типового месторождения нефти. В заключении рассмотрен предполагаемый положительный эффект от применения описанных методик к разработке месторождений нефти.

This article discusses the possibility of representing the oil field as a system with distributed parameters. The features of fields represented as a system with distributed parameters. A generalized mathematical model of a typical oil field was built. The expected positive effect of the described techniques to the development of oil fields was reviewed.

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

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

В настоящее время Россия является одним из крупнейших участников мирового энергетического рынка в силу того, что добыча углеводородов является одной из приоритетных отраслей промышленности. Мировые объемы добычи существенно растут и на рынке появляются всё новые участники. Следовательно, для поддержания конкурентоспособности в данном секторе требуется развитие технологий, которые увеличивают эффективность разработки месторождений углеводородов, качество получаемого сырья и окажут общий положительный эффект на экономику.

Нефтяное месторождение представляет собой совокупность залежей нефти, приуроченных к одной или нескольким ловушкам, контролируемым одним структурным элементом, и располагается на определенной территории. Месторождение состоит из зон разной продуктивности в силу разных фильтрационно-емкостных свойств горных пород, а основной характеристикой, отображающей продуктивность, является дебит. Дебит – это объем нефти, стablyно поступающий из источника в определённый промежуток времени, определяющий способность генерировать продукт, при заданном режиме эксплуатации.

Еще одной важной характеристикой является коэффициент извлечения нефти из месторождения, который определяется отношением количества извлеченной из пласта нефти к первоначальным ее запасам в пласте. Значение коэффициента извлечения нефти характеризует эффективность проводимой выработки месторождения и зависит от множества факторов: активности пластовых вод, геологических и физических свойств пласта, величины нефтяных запасов, начального пластового давления, расположения и количества эксплуатационных скважин, темпов добычи из залежей и т.д. В среднем по миру для разных месторождений коэффициент варьируется от 10–15 до 50–60 % и на конкретный момент данные показатели являются наиболее рентабельными, так как достижение значения в 100% требует еще большего вложения финансовых и трудовых ресурсов, что на практике не окупает вкладываемых средств.

При эксплуатации месторождения важно помнить, что выбор режима работы скважин напрямую влияет на поведение системы в целом, например выбор режима с максимально возможным дебитом может привести к осложнениям или даже преждевременному прекращению добычи в силу непоправимых изменений в пласте.

– Нефть при несоблюдении условий установки режима откачки может развить огромную скорость и уничтожить саму скважину и установленное на ней оборудование, высвободить воду или разрушить коллектор в целом.

– Изменение фильтрационных характеристик участка пласта, примыкающего к перфорированному стволу скважины.

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

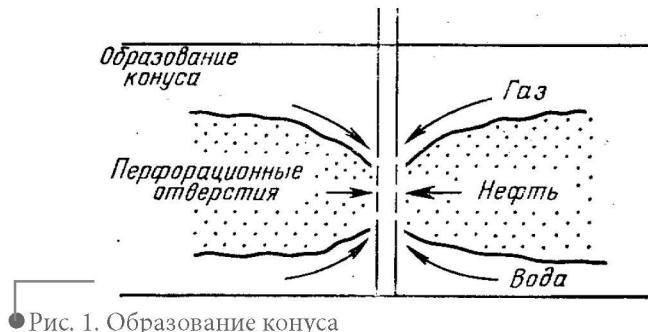


Рис. 1. Образование конуса

Перечисленные факторы негативно влияют на значение коэффициента геологических запасов, которые могли бы быть извлечены вплоть до полной нерентабельности. Следовательно, учитывая все вышесказанное, для нормального функционирования скважин требуется, чтобы значения дебита добывающих скважин оставались в рамках, определенных технологическими и экономическими условиями. В связи с важностью коэффициента конечной извлеченной нефти, существует огромное количество методов его повышения: кислотная обработка скважин, торпедирование скважин, гидравлический разрыв пласта, водонагнетание и плазменно-импульсное воздействие на пласт.

Перечисленные технологические методы подходят не к каждому месторождению и требуют дополнительных временных и ресурсных затрат, рано или поздно необходимость в их применении возникает ввиду изменения характеристик добываемой нефти и условий в пласте. Так, высокая скорость, в свою очередь, определена чрезвычайно высоким перепадом пластового давления за небольшой временной промежуток. Изменение фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта связано с забитием пор легкими фракциями, находящимися в составе добываемого флюида, тем же и связано образование конусов обводнения и депрессионных воронок из-за прогиба нефтяного горизонта. Чтобы поддерживать скважины в рабочем состоянии необходимо учитывать все возможные негативные внешние воздействия на систему, контролировать изменение давления в залежах нефти, изменение фильтрационных характеристик пласта, а также изменение уровня добываемого флюида относительно перфорированного ствола скважины.

При запуске эксплуатационных скважин давление в пласте начинает спадать неравномерно, некоторые скважины на одной и той же глубине перфорации могут добывать как нефть, так и воду ввиду изменения уровня нефти под действием давления. Со временем некоторые призабойные зоны будут засоряться, и все эти факторы, вместе с возможно разным режимами добычи и простоем, в итоге влияют на дебит всех скважин в целом. Чтобы была возможность контролировать и координировать работу и отслеживать вышеперечисленные изменения показателей в пласте и скважинах, необходимо представить месторождение как трёхмерную систему. В таком случае можно говорить о том, что значения в разных точках координат пласта формируют единые поля значений и появляется возможность проследить за изменениями значений в точках относительно друг-друга и, исходя из наблюдаемых изменений, выработать правильные управляющие решения. Задача сводится к формированию пьезометрической поверхности нефтяным горизонтом для равномерного распределения давления между скважинами с учетом фильтрационных свойств пласта в призабойной зоне.

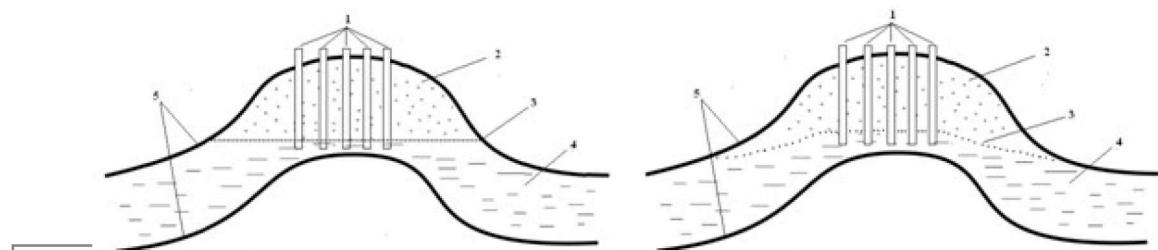


Рис. 2. Формирование пьезометрической поверхности нефтяным горизонтом. 1 – нефтяные скважины, 2 – часть коллектора заполненная природным газом, 3 – часть коллектора заполненная природным газом, 3 – нефтяной горизонт, 4 – часть коллектора заполненная водой, 5 – флюидоупорный пласт

Любое движение жидкости обусловлено изменением гидродинамического давления и происходит равномерно.

$$v = -\frac{k}{\mu} \operatorname{grad} p, \quad (1)$$

где k – проницаемость пласта, μ – динамическая вязкость жидкости, а p – гидродинамическое давление.

Частицы жидкости при этом будут двигаться по линиям тока, ортогональным к поверхности напора, это выходит из функции напора.

$$f = \frac{h}{gp} + z, \quad (2)$$

где h – пьезометрическая высота, p – давление, z – геометрический напор или удельная потенциальная энергия положения.

Рассмотрим месторождение нефти как систему с распределенными параметрами. Целевой функцией такой системы может служить желаемая пьезометрическая поверхность, например в точках расположения добывающих скважин. Вид целевой функции зависит от параметров месторождения.



Рис. 3. Система управления напором в пласте

Нефтеносный пласт предстанет в виде динамически изменяющегося поля значений напора в различных точках пласта.

Основой для математической модели пласта станет уравнение, полученное из соотношения (1) и (2).

$$\frac{\partial H}{\partial t} = \frac{1}{\eta} \left(\frac{k_x \partial^2 H}{\partial x^2} + \frac{k_y \partial^2 H}{\partial y^2} + \frac{k_z \partial^2 H}{\partial z^2} \right), \quad (3)$$

$$0 < x < X_L, 0 < y < Y_L, z_i < z < Z_L$$

где $H = H(x, y, z, t)$ – напор в определенной точке залежи в момент времени t , t – время, μ_1 – абсолютная вязкость газа, k_i – проницаемость пласта по оси, x, y, z – координаты точки в пространстве, для которой ведется расчет, z_i – координата плоскости нефтяного горизонта 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:

$$\frac{\partial^2 H}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 H}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 H}{\partial z^2} = 0, \quad (4)$$

$$0 < x < X_L, 0 < y < Y_L, 0 < z < z_i$$

где $H = H(x, y, z, t)$ – напор в определенной точке в момент времени t , t – время, x, y, z – координаты точки в пространстве, для которой ведется расчет, z_i – координата плоскости нефте-водяного контакта по оси z , X_L, Y_L – конечные значения координат x, y .

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

$$H(x, y, z, 0) = H_0, \quad (5)$$

где S_0 – начальное пластовое давление.

Далее опишем поведение объекта на его границах:

$$\begin{aligned} \frac{\partial H(x, y, 0, t)}{\partial z} &= 0; \frac{\partial H(x, y, Z_L, t)}{\partial z} = 0; \\ \frac{\partial H(0, y, z, t)}{\partial x} &= 0; \frac{\partial H(X_L, y, z, t)}{\partial x} = 0; \\ \frac{\partial H(x, 0, z, t)}{\partial y} &= 0; \frac{\partial H(x, Y_L, z, t)}{\partial y} = 0; \end{aligned} \quad (6)$$

Скорость фильтрации нефти по осям представлена системой уравнений:

$$\begin{aligned} u &= -\frac{k}{\mu_1} \frac{\partial H}{\partial x} \\ v &= -\frac{k}{\mu_1} \frac{\partial H}{\partial y} \\ w &= -\frac{k}{\mu_1} \frac{\partial H}{\partial z} \end{aligned} \quad (7)$$

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_1 – абсолютная вязкость нефти, H – напор в данной точке. Скорость фильтрации воды по осям определяется из аналогичных соотношений:

$$\begin{aligned} u &= -\frac{k}{\mu_2} \frac{\partial S}{\partial x} \\ v &= -\frac{k}{\mu_2} \frac{\partial S}{\partial y} \\ w &= -\frac{k}{\mu_2} \frac{\partial S}{\partial z} \end{aligned} \quad (8)$$

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, S – площадь сечения скважины, H – напор в данной точке. Дебит скважины определяется из соотношения:

$$Q(r, z, i) = \frac{kgS}{\mu_1} \frac{\partial H}{\partial z_{s,i}} + \frac{kg}{\mu_1} \int_{z_{b,i}}^{z_{a,i}} \oint \frac{\partial H}{\partial r} ds dz \quad (9)$$

где k – проницаемость пласта, μ_1 – абсолютная вязкость нефти, S – площадь сечения скважины, $z_{a,i}, z_{b,i}$ – координаты ствола скважины в залежи, r – радиус вектор, проведенный из центра скважины, ds – элемент окружности.

Входное воздействие задается с помощью ограничения давления в скважинах:

$$p_{a,i}(x, y, z, 0) = H_{a0}, \quad (10)$$

$$p_{a,i}(x, y, z, t) = f(U, t), \quad (11)$$

$$\begin{aligned} x_{a,i} < x < x_{b,i}, y_{a,i} < y < y_{b,i}, z_{a,i} < z < z_{b,i} \\ U &= U(x, y, t) \end{aligned}$$

Для наглядного понимания изменения уровня пьезометрической поверхности нефтяного горизонта используется трехмерная сетка координат:

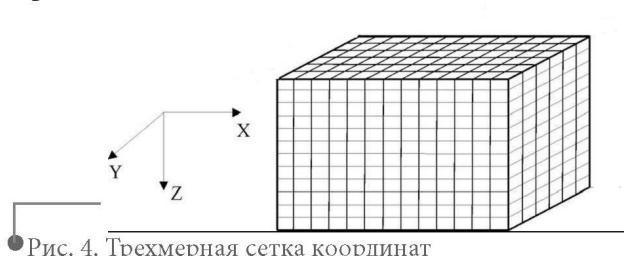


Рис. 4. Трехмерная сетка координат

После чего необходимо привести модель в дискретный вид. Для этого используем метод конечных разностей. Для этого предположим, что количество точек дискретизации по оси x равно i , по оси y равно j , по оси z равно k . Запись координат $i+1, j+1$ и $k+1$ указывает на то, что координаты i, j и k соответственно увеличились на один шаг по введенной сетке.

$$\frac{\partial S_{i,j,k}}{\partial \tau} = \frac{1}{\eta} \left(\frac{S_{i-1,j,k} - 2S_{i,j,k} + S_{i+1,j,k}}{\Delta x^2} + \frac{S_{i,j-1,k} - 2S_{i,j,k} + S_{i,j+1,k}}{\Delta y^2} + \frac{S_{i,j,k-1} - 2S_{i,j,k} + S_{i,j,k+1}}{\Delta z^2} \right), \quad (12)$$

где $\Delta x, \Delta y, \Delta z$ – шаги дискретизации по осям X, Y и Z соответственно.

Полученное уравнение характеризует изменение пьезометрической поверхности в некой точке дискретного поля. Представленная математическая модель месторождения показывает, что:

– уравнение (12) в сочетании с начальными (5,10) и граничными (6) условиями позволит построить численную модель системы. В результате этого мы сможем определить параметры передаточной функции объекта для последующего синтеза системы управления.

В процессе исследования получено:

– Месторождение нефти может быть представлено системой с распределенными параметрами, система управляет характеристикой напора пласта.

– Распределенная система управления позволяет скоординировать воздействия на все скважины одновременно с учетом формы поля пьезометрической поверхности и заданной целевой функции.

– Вследствие оптимизации работы нефтедобычи предполагается снижение ресурсных затрат на эксплуатацию и повышение коэффициента конечной нефтеотдачи месторождения.

ЛИТЕРАТУРА

1. Першин И. М. Анализ и синтез систем с распределенными параметрами: учебное пособие по системам с распределенными параметрами. Пятигорск, 2007.

2. Першин И. М. Распределенные системы обработки информации. Пятигорск: РИА-КМВ, 2008.

3. Лейбензон Л. С. Движение природных жидкостей и газов в пористой среде. М., 1947.

4. T. Ahmed. Reservoir engineering handbook. Kidlington, Oxford, Elsevier, 2010.

5. Пономарчук П. А. Анализ и моделирование гидролитосферных процессов с помощью теории систем с распределенными параметрами. Саратов: «Научная мысль», № 1/2016.

6. Пономарчук П. А. Построение математической модели газонефтяных пластов с помощью теории систем с распределенными параметрами. Саратов: «Научная мысль». № 1/2016.

REFERENCES

1. Pershin I. M. Analizi sintez sistem s raspredelennymi parametrami: uchebnoe posobie po sistemam s raspredelennymi parametrami. Pyatigorsk, 2007.

2. Pershin I. M. Raspredelennye sistemy obrabotki informatsii. Pyatigorsk: RIA-KMV, 2008.

3. Leybenzon L. S. Dvizhenie prirodnykh zhidkostey i gazov v poristoy srede. Moskva, 1947.

4. T. Ahmed. Reservoir engineering handbook. Kidlington, Oxford, Elsevier, 2010.

5. Ponomarchuk P. A. Analiz i modelirovanie gidrolitosfernykh protsessov s pomoshch'yu teorii sistem s raspredelennymi parametrami. Saratov: «Nauchnaya mysl'». № 1/2016.

6. Ponomarchuk P. A. Postroenie matematicheskoy modeli gazoneftyanikh plastov s pomoshch'yu teorii sistem s raspredelennymi parametrami. Saratov: «Nauchnaya mysl'». № 1/2016.

ОБ АВТОРЕ

Пономарчук Павел Антонович, аспирант Санкт-Петербургского горного университета, г. Санкт-Петербург; тел.: 8(931)2374941; E-mail: asp_ponomarchuc@spmi.ru

Ponomarchuk Pavel Antonovich, postgraduate student, Saint-Petersburg Mining University, Saint-Petersburg; phone: 8(931)2374941; E-mail: asp_ponomarchuc@spmi.ru

НЕФТЯНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ КАК СИСТЕМА С РАСПРЕДЕЛЕННЫМИ ПАРАМЕТРАМИ

П.А. Пономарчук

В процессе исследования полученные данные можно сформулировать в виде следующих выводов:

– Месторождение нефти может быть представлено системой с распределенными параметрами, система управляет характеристикой напора пласта.

– Распределенная система управления позволяет скоординировать воздействия на все скважины одновременно с учетом формы поля пьезометрической поверхности и заданной целевой функции.

– Вследствие оптимизации работы нефтедобычи предполагается снижение ресурсных затрат на эксплуатацию и повышение коэффициента конечной нефтеотдачи месторождения.

OIL FIELD AS A SYSTEM WITH DISTRIBUTED PARAMETERS

P. A. Ponomarchuk

During the study, the obtained data can be formulated as the following conclusions:

- Oil field can be represented by a distributed parameter system; the system controls the characteristics of the pressure reservoir.
- Distributed control system helps to coordinate the impact on all wells at the same time, taking into account the shape of the field piezometric surface and the given target function.
- Due to optimization of oil production, it is supposed to reduce the resource costs and increase the ultimate recovery factor of deposits.