SOCAR Proceedings

Reservoir and petroleum engineering

journal home page: http://proceedings.socar.az

НОВАЯ КОНЦЕПЦИЯ ИМИТАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДИНАМИЧЕСКИХ СИСТЕМ: ТЕОРИЯ И ПРИМЕНЕНИЕ

М. А. Джамалбеков*[1], Н. А. Велиев[2]

[1]*НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан;*

[2]*SOCAR, Баку, Азербайджан*

A new concept of the dynamic systems imitation-modeling: theory and application

M. A. Jamalbayov*[1], N. A. Valiyev[2]

[1]*«OilGasScientificResearchProject» Institute, SOCAR, Baku, Azerbaijan;*

[2]*SOCAR, Baku, Azerbaijan*

A B S T R A C T

A new concept of imitation-modeling of dynamic systems is being developed. The basic idea and terms of the concept, the principles of creating an imitation-modeling of a physical process based on interconnected objects are presented. The proposed concept is applied to modeling the process of developing a volatile oil reservoir operated by a well equipped with a submersible rodless pump in the «pump-well-reservoir» system. Algorithms have been developed to optimize the pump suspension depth and the duration of the waiting and pumping periods in continuous and periodic modes.

Keywords: integral modeling; computer simulation; imitation-modeling; volatile oil; submersible-pump; pump-well-reservoir system.

© 2023 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Основные понятия и термины концепции

Познакомимся с основными понятиями и терминами теории имитационного моделирования системы «Насос-скважина-пласт» в предложенной концепции. Но сначала необходимо уточнить термины «компьютерное моделирование» и «имитационное моделирование» в пределах данной концепции. «Компьютерное моделирование» в общепринятом понимании - это применение (или как говорится - *реализация*) математической модели на компьютере. Это, по сути, реализация на компьютере численных методов над дифференциальными уравнениями, описывающими физические процессы. Значит, прежде чем создать компьютерную модель необходимо иметь математическую модель. В результате применения, или реализации уравнений, описывающих те или иные физические процессы, получается *симулятор*, который *симулирует* тот процесс, т.е. «имитирует» математическую модель, на основе которой построен *симулятор*. Как видно, *симулятор* имеет более емкий смысл, чем модель. В англоязычной литературе термин «*симуляция*» является синонимом «*имитации*». Однако, понятие *имитация* в нашем понимании имеет гораздо более широкий смысл, чем *симуляция*. Под понятием *имитации*, в пределах данной концепции, понимается временная дискретизация динамической системы, представляющей собой совокупность некоторых взаимосвязанных объектов. Поскольку применение имитационный модели динамической системы «насос-скважина-пласт» без компьютера невозможно (или практически бессмысленно), ее чаше называем *компьютерно-имитационной моделью*.

При имитационном моделировании осуществляется разделение системы на отдельные примитивные объекты. При этом, объекты, по методологии системного подхода, связаны друг с другом причинно-следственной связью [1-3]. Каждый из этих объектов может выдавать следующему объекту результат и возвращать кое-какие данные предыдущему объекту, генерируемые в результате происходящего события в данном объекте. Передача данных объектом к предыдущему объекту (или предыдущим объектам) называется *обратная связь*. Кроме того, каждый объект может подвергаться внешнему воздействию, т.е. получать данные извне системы - это называется *управление*. Объекты характеризуются некоторыми параметрами, которые определяют его внутреннее состояние (рис. 1а). Эти параметры назовем *параметрами состояния* объекта. Для моделирования процесса объекты должны быть описаны. *Описывать объект* - это определение математические связи между параметрами состояния и *квантом времени*.

События внутри объектов возникают одновременно (синхронно, в такт), они дискретизируются соответственно системному времени, которое изменяется равномерно с определённым тактом. При этом, счетчик времени системы срабатывает при определённом количестве единиц, называемым *квантом времени*. При каждом *кванте времени* возникают события, приводящие к изменению состояния, т.е. значения параметров состояния объектов

E-mail: mehemmed.camalbeyov@socar.az

http://dx.doi.org/10.5510/OGP2023SI100830

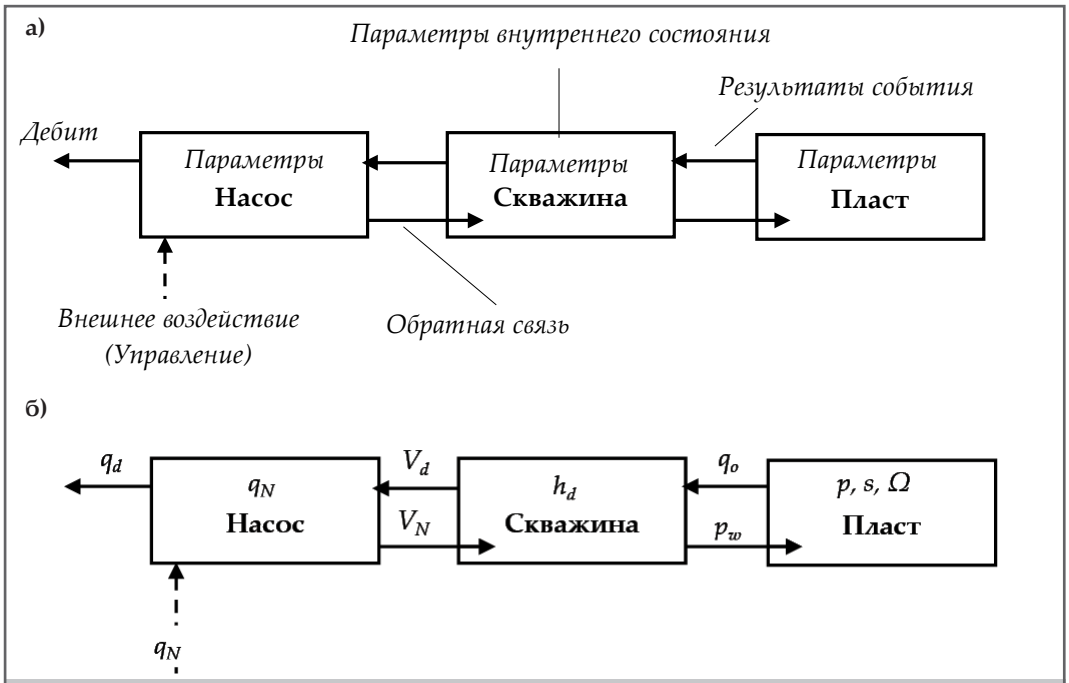

Рис. 1. Графическая иллюстрация системы «насос-скважина-пласт»

системы и следовательно - самой системы в общем (в смысле информатики). Чем больше количество объектов системы, тем точнее модель, по сравнению с аналогичной системой с меньшим количеством объектов, отражает реальный физический процесс. Разделение динамической системы на большее количество объектов приводит к упрощению самих объектов, усложнению модели и повышению точности имитации физического процесса. Итак, разделение процесса на все мелкие «фрагменты» может приблизить модель к реальному физическому процессу.

Если представить математически, каждый объект системы описывается одним или несколькими дифференциальными уравнениями (системой уравнений). С этой точки зрения, имитационная модель динамической системы представляет собой некую платформу, определяющей условия «взаимосвязи» этих уравнений или систем уравнений во времени.

Следует отметить также тот факт, что имитационное моделирование по своей природе является дискретным и внутреннее состояние его объектов меняется синхронно. Поэтому реализация имитационных моделей на высокопроизводительных параллельных вычислительных системах естественен и не требует нестандартных действий, что открывает широкие возможности для моделирования сложнейших физических процессов, где «стандартные» методы бессильны.

Имитационное моделирование системы «насос-скважина-пласт»

Исходя из вышеизложенных соображений, процесс эксплуатации скважины глубинным насосом в системе «насос-скважина-пласт» можно представить так, как показано на рисунке 1б. Как видно из этого рисунка, рассматриваемая система состоит из трех объектов: насос, скважина и пласт (дренажная зона скважины). Ее можно развивать, учитывая «детали» системы. Например, учитывая конструкцию, «Скважину» можно представить состоящей из двух объектов - «Лифт» и «Кольцевое пространство» и т.п., или же расширить ее геолого-технологическими элементами, такими, как наличие активных краевых вод, площадного заводнения и т.д.

Описание объекта «Пласт»

Используя результаты работ [4-8], выпишем уравнения, описывающие нестационарное радиальное течение легких нефтей в области дренирования скважины в следующем виде:

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left[r\varphi(p,s)\frac{\partial p}{\partial r}\right]=-\frac{\partial}{\partial t}\left[f(p,s)\right] \quad (1)$$

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left[r\varphi(p,s)\frac{\partial p}{\partial r}\right]=-\frac{\partial}{\partial t}\left[f_g(p,s)\right], \text{ где} \quad (2)$$

$$\varphi(p,s)=\left[\frac{k_{ro}(s)}{\mu_o(p)B(p)}+\frac{k_{rg}(s)p\beta c(p)}{\mu_g(s)z(p)p_{at}}\right]k(p); \quad (1^*)$$

$$\varphi_g(p,s)=\left[\frac{k_{rg}(s)\,p\beta[1-c(p)\,\overline{\gamma}(p)]}{\mu_g(p)z(p)p_{at}}+\frac{k_{ro}(s)S(p)}{\mu_o(p)B(p)}\right]k(p); \quad (2^*)$$

$$f(p,s)=\left[\frac{s}{B(p)}+(1-s)\,\frac{p\beta c(p)}{z(p)p_{at}}\right]m(p);$$

$$f_g(p,s)=\left[\frac{(1-s)p\beta[1-c(p)\,\overline{\gamma}(p)]}{z(p)p_{at}}+s\frac{S(p)}{B(p)}\right]m(p).$$

Здесь k_{ro}, k_{rg} - относительные фазовые проницаемости для жидкой и газовой фаз, соответственно; s – насыщенность пор жидкой фазой; z, β – коэффициенты сверхсжимаемости и температурной поправки для газовой фазы; c – содержание потенциально жидких углеводородов в газовой фазе; μ_o, μ_g – вязкости жидкой и газовой фаз, соответственно; B – объемный коэффициент нефти; S – количество растворенного газа в нефти; $\overline{\gamma}=\gamma_o(p)/\gamma_g(p)$ - отношение удельных весов жидкой и газовой фаз при пластовом давлении p; p_{at} - атмосферное давление; m - текущее значение эффективной пористости пласта; k - текущее значение эффективной проницаемости пласта; r - радиальная координата и t - время.

Уравнение (1) описывает движение жидких углеводородов и потенциальных паров более легких компонентов нефти, а (2) - движение газа и паров более легких компонентов нефти. Для определения дебита скважины по жидкости в режиме истощения требуется решение уравнения (1) при следующих краевых условиях:

$$r = r_e;\ p = p_e(t);\ r = r_w;\ p = p_w(t);\ \text{и}\ t = 0;\ p = p_0. \quad (3)$$

При этом, для линеаризации уравнения применим метод осреднения. Введем функцию псевдо давления H в следующем виде:

$$H = \int \varphi(p,s)dp + const. \quad (4)$$

Если усреднить пластовое давление по координате r, правая сторона уравнения (1) будет зависеть только от времени. Учитывая это, правую часть уравнения (1) приравниваем некоторой функции $\Phi(t)$. С учетом (4) перепишем (1) в следующем виде:

$$\frac{1}{r}\frac{\partial}{\partial r}\left\{r\frac{\partial H}{\partial r}\right\} = -\Phi(t) \quad (5)$$

Уравнение (5) при граничных условиях $r = R_e$; $H = H_e(t)$; $r = r_w$; $H = H_w(t)$ и $\left.\frac{\partial H}{\partial r}\right|_{r=R_e} = 0$ имеет следующее общее решение:

$$H = \frac{H_w - H_e}{R_e^2\left(2\ln\frac{R_e}{r_w} - 1\right) + r_w^2} \cdot \left[R_e^2\left(2\ln\frac{R_e}{r} - 1\right) + r^2\right] + H_e$$

откуда можно получить следующее выражение градиента функции H:

$$\frac{\partial H}{\partial r} = \frac{H_e - H_w}{\frac{R_e^2}{2}\left(2\ln\frac{R_e}{r_w} - 1\right) + \frac{r_w^2}{2}}\left(\frac{R_e^2 - r^2}{r}\right) \quad (5^*)$$

По закону Дарси имеем:

$$q_o = Sv = 2\pi r_w h \cdot \left.\frac{\partial H}{\partial r}\right|_{r=r_w},$$

где S, h, v - площадь пробуренной части пласта, толщина пласта и скорость притока в скважину пластовой жидкости. Учитывая (5*) получим окончательную форму выражения для темпа притока:

$$q_o = \frac{2\pi h\left(H_e - H_w\right)\left(1 - \frac{r_w^2}{R_e^2}\right)}{\ln\frac{R_e}{r_w} - \frac{1}{2}\left(1 - \frac{r_w^2}{R_e^2}\right)}$$

или поскольку

$$\frac{r_w^2}{R_e^2} << 1,$$

тогда

$$q_o = \frac{2\pi h(H_e - H_w)}{\ln\frac{R_e}{r_w} - \frac{1}{2}}, \quad (6)$$

где R_e, r_w- радиусы контура питания и скважины.

Для практического использования (6) необходим переход от псевдо депрессии $(H_e - H_w)$ к истинной депрессии (p_e - p_w) по (4). Для этой цели нами была исследована подынтегральная функция $\eta(p,s)$ и установлено, что она хорошо аппроксимируется логарифмической функцией в виде:

$$\varphi = a^* \ln(\overline{p}) - b^*, \quad (7)$$

где $\overline{p} = p/p_0$, коэффициенты b^* и b^* находятся из граничных значений функции φ.

Для оценки точности принятой аппроксимации были сопоставлены кривые зависимости $(H_e - H_w)$ от пластового давления, вычисленные по (4) методом трапеции и по выражению

$$\int_{p_w}^{p_e}\left[a^* \ln(\overline{p}) - b^*\right]d\overline{p}. \quad (8)$$

Сравнение этих кривых показало, что разница между значениями кривых составляет в среднем 0.5%. Начальное пластовое давление было 40.0 МПа. При падении пластового давления ниже 10.0 МПа отклонение начинает расти, но не превышает 8%.

С учетом аппроксимации (7) проинтегрируем (4) в пределах $\left[\overline{p}_w, \overline{p}_e\right]$ и получим выражение $(H_e - H_w)$ в следующем виде:

$$H_e - H_w = p_0 a^*\left[\overline{p}_e \ln\overline{p}_e - \overline{p}_e - \overline{p}_w \ln\overline{p}_w + \overline{p}_w\right] - p_0 b^*(\overline{p}_e - \overline{p}_w), \quad (9)$$

где соотношения для вычисления коэффициентов a^* и b^* получены из (7) с учетом соответствующих граничных значений φ в следующем виде:

$$a^* = \frac{\varphi_e - \varphi_w}{\ln\frac{p_e}{p_w}},\ b^* = \frac{\varphi_e - \varphi_w}{\ln\frac{p_e}{p_w}}\ln\overline{p}_e - \varphi_e. \quad (10)$$

Здесь φ_e, $\underline{\varphi_w}$ являются значениями $\underline{\varphi}$ при контурном и забойном давлениях p_e и p_w, соответственно;

$$\overline{p}_e = \frac{p_e}{p_0}, \overline{p}_w = \frac{p_w}{p_0}.$$

Для вычисления значения мгновенного дебита скважины из (6) и (9) получим выражение в следующем виде:

$$q_o = \frac{2\pi h\left[p_0 a^*\left(\overline{p}_e \ln\overline{p}_e - \overline{p}_e - \overline{p}_w \ln\overline{p}_w + \overline{p}_w\right) - p_0 b^*(\overline{p}_e - \overline{p}_w)\right]}{\ln\frac{R_e}{r_w} - \frac{1}{2}} \quad (11)$$

Формула (11) с учетом (10) позволяет вычислить мгновенный дебит (приток к скважине) пласта по нефти при конкретных значениях пластового давления p_e, забойного давления p_w и насыщенности s. Этот параметр является выходным параметром объекта «Пласт».

Состояние объекта «Пласт»

Состояние объекта «Пласт» определяется текущими значениями внутрипорового давления, насыщенности пор нефтью и объема пор, насыщенных углеводородами. Определение этих параметров позволит установить информацию на выходе объекта «Пласт» - притока во времени, по (11) с учетом (10). Ниже получим алгоритм для вычисления значений пластового давления, нефтенасыщенности и общий объем пор пласта. С этой целью будем использовать уравнения материального баланса жидкой и газовой фаз углеводородной системы [4]:

$$q_o = -\frac{d}{dt}\left[\frac{s}{B(p)} + (1 - \rho)\frac{p\beta c(p)}{z(p)p_{at}}\right]\Omega, \quad (12)$$

$$q_g = -\frac{d}{dt}\left[\frac{(1-s)p\beta}{z(p)p_{at}}[1-c(p)\,\overline{\gamma}] + s\frac{S(p)}{B(p)}\right]\Omega. \qquad (13)$$

Из системы уравнений (12) и (13) получим систему дифференциальных уравнений, описывающих изменения давления и нефтенасыщенности пласта во времени:

$$\frac{dp}{dt} = -\frac{\frac{q_o}{\Omega_0\overline{\Omega}}(\alpha_4 + G\alpha_2) - (\alpha_2\alpha_3 + \alpha_1\alpha_4)\frac{1}{\overline{\Omega}}\frac{d\overline{\Omega}}{dt}}{(\alpha_5+\alpha_6)\alpha_4 + (\alpha_7+\alpha_8)\alpha_2}, \qquad (14)$$

$$\frac{ds}{dt} = -\frac{\frac{q_o G}{\Omega_0\overline{\Omega}} + (\alpha_7+\alpha_8)\frac{dp}{dt} + \alpha_3\frac{1}{\overline{\Omega}}\frac{d\overline{\Omega}}{dt}}{\alpha_4}, \qquad (15)$$

где дебит нефти (q_o) вычисляется по формуле (11); общий объем пор

$$\Omega(p,t) = \pi(r_e^2 - r_w^2)hm(p); \quad \overline{\Omega} = \frac{\Omega}{\Omega_0};$$

$$\alpha_1 = (1-s)\frac{p\beta c(p)}{z(p)p_{at}} - s\frac{1}{B(p)}; \; \alpha_2 = \frac{p\beta c(p)}{z(p)p_{at}} - \frac{1}{B(p)};$$

$$\alpha_3 = s\frac{S(p)}{B(p)} - (1-s)\frac{p\beta}{z(p)p_{at}}[1-c(p)\,\overline{\gamma}(p)];$$

$$\alpha_4 = \frac{S(p)}{B(p)} - \frac{p\beta}{z(p)p_{at}}[1-c(p)\,\overline{\gamma}(p)];$$

$$\alpha_5 = (1-s)\left\{\frac{p\beta c(p)}{z(p)p_{at}}\right\}';$$

$$\alpha_6 = s\left[\frac{1}{B(p)}\right]'; \; \alpha_7 = s\left[\frac{S(p)}{B(p)}\right]';$$

$$\alpha_8 = (1-s)\left[\frac{p\beta}{z(p)p_{at}}[1-c(p)\,\overline{\gamma}(p)]\right]';$$

$\overline{\mu}(p)$ - отношение вязкостей жидкой и газовой фаз; $\psi(s)$ - отношение относительных фазовых проницаемостей газовой и жидкой фаз; G - газовый фактор, который определяется следующим выражением:

$$G = \frac{\frac{\overline{\mu}(p)B(p)p\beta}{z(p)p_{at}}[1-c(p)\overline{\gamma}(p)] + \frac{S(p)}{\psi(s)}}{\frac{1}{\psi(s)} + \frac{\overline{\mu}(p)B(p)p\beta c(p)}{z(p)p_{at}}} \qquad (16)$$

Как известно, с падением порового давления пласт подвергается деформациям, что приводит к изменению пористости и проницаемости коллектора. В зависимости от реологических свойств пород деформация пласта может быть упругого, упруго-вязкого или вязкого характера. В пределах настоящей работы рассматривается упругий пласт. При упругой деформации изменение пористости и проницаемости подчиняются экспоненциальному закону и определяются следующими выражениями [9]:

$$m = m_0\exp\left[a_m\left(p-p_0\right)\right] \text{ и } k = k_0\exp\left[\beta_k\left(p-p_0\right)\right].$$

Здесь β_k и a_m, коэффициенты изменения проницаемости и пористости, соответственно; m_0, k_0, m, k - начальные и текущие значения пористости и проницаемости, соответственно; p_0 - начальное пластовое давление.

Из выражения изменения пористости получим:

$$m = m_0\exp\left[a_m\left(p-p_0\right)\right] \text{ и } k = k_0\exp\left[\beta_k\left(p-p_0\right)\right] \qquad (17)$$

Система обыкновенных дифференциальных уравнений (14)-(15) и (17) определяет состояние объекта «Пласт». Решением (одним из численных методом) системы дифференциальных уравнений (14)-(15) и (17) определяются параметры текущего состояния «Пласта» p_e, s, Ω, по значениям которых, по (11) с учетом (10) вычисляется параметр на выходе рассматриваемого объекта.

Описание объекта «Скважина»

Для создания имитационной модели динамической системы «Насос»-«Скважина»-«Пласт» необходимо представить процесс восстановления столба нефти в скважине [10]. Теперь необходимо определение положения динамического уровня жидкости в подъемной трубе, т.е. требуется определение состояние объекта «Скважина».

Если мгновенное значение темпа притока из пласта нефти обозначить через q, то за промежуток времени [0 - t_d] , объем жидкости поступавшей из пласта будет:

$$V_d = \int_0^{t_d} q_o(t)dt,$$

или в «стиле» имитационного моделирования его перепишем в следующим виде:

$$V_d \approx \sum_{i=0}^{n} q_{oi}(t)\Delta t, \qquad (20)$$

где Δt является временным шагом (*квантом времени*) при дискретизации системного времени, а $q_{oi}(t)$ определяется по (11) с учетом (10). Если учитывать, что $V_d = \pi r_w^2 h_d$, то из (20) для определения динамики роста уровня жидкости в скважине, являющимся параметром состояния «Скважины», напишем следующее выражение:

$$h_d \approx \frac{\sum_{i=0}^{n} q_{oi}(t)\Delta t}{\pi r_w^2}. \qquad (21)$$

При этом объект «Скважина» генерирует обратную связь - забойное давление:

$$p_w = \rho g h_d \qquad (22)$$

Описание объекта «Насос»

Погружные бесштанговые насосы в основном бывают трех типов - центробежные, винтовые и диафрагменные. Независимо от типа насоса, основным параметром, который их характеризует, является его отдача (производительность). При заданной производительности оптимизация работы насоса возможна либо изменением глубины погружения под уровнем жидкости, в случае, когда при максимальной депрессии отдача пласта не меньше отдачи насоса, либо переходом на периодический режим - когда интенсивность притока из пласта, при максимальной допустимой депрессии, меньше производительности насоса.

В первом случае необходимо найти такую глубину погружения насоса, при которой интенсивность притока к скважине нефти равнялась бы отдаче насоса. Для ясности отметим, что приток к скважине является функцией разницы пластового и забойного давлений. При определенном значении пластового давления приток можно увеличить со снижением забойного давления путём

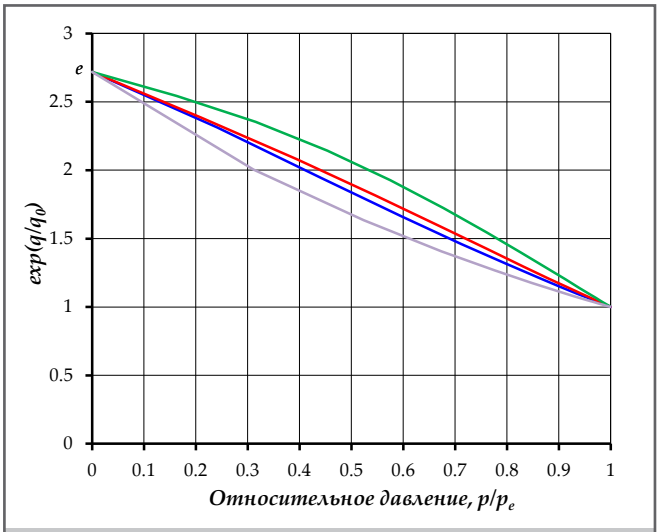

Рис. 2. Изменение параметра exp(*q*/*q*₀) от относительного давления *p*/*p*$_e$ по вариантам пластового давления: фиолетовая - 25 атм, голубая - 100 атм, красная - 150 атм, зеленая - 250 атм

уменьшения высоты столба в лифте жидкости. Последнее достигается увеличением глубины погружения насоса, поскольку забойное давление $p_w = \rho g h$. Для этого случая требуется определить высоту столба жидкости в скважине (h) или забойное давление (p_w), при котором, приток к скважине приравнивается к производительности насоса.

Для решения задачи исследованы также зависимости безразмерного параметра $\exp(\bar{q})$ от безразмерного давления

$$\bar{p}_w = \frac{p_w}{p_e},$$

где p_e - пластовое давление, p_w - избыточное забойное давление. Установлено, что кривые $\exp(\bar{q})$ от $\bar{p}_w$ (или от $\bar{h}$) при широком изменения пластового давления с высокой точностью можно аппроксимировать полиномом второй степени:

$$\exp(\bar{q}) = a\bar{p}_w^2 + b\bar{p}_w + c \qquad (23)$$

Эти кривые демонстрируются на рисунке 2. Они построены для пластовых давлений 25, 100, 150 и 250 атм. Поскольку кривые построены в безразмерных координатах, они имеют одинаковые граничные значения - при изменении аргумента $\bar{p}_w$ (или $\bar{h}$) от нуля до единицы $\exp(\bar{q})$ приобретает значение от числа e = 2.7183 до единицы. Учитывая это, для определения коэффициентов a, b, c получим следующие выражения:

$$a = 1 - b - e, b = \frac{\exp(\bar{q}_1) - e + \bar{p}_1^2(e-1)}{\bar{p}_1(1-\bar{p}_1)}, c = e. \qquad (24)$$

С учетом (24) аппроксимирующую формулу (23) перепишем следующим образом:

$$\exp(\bar{q}) = a\bar{p}_w^2 + b\bar{p}_w + e \qquad (25)$$

Уравнение (25) относительно $\bar{p}_w$ является квадратичным, решение которого допускает существование двух корней, из которых только один корень попадает в диапазон изменения относительного давления $\bar{p}_w$ [0-1]. Оно имеет следующий вид:

$$\bar{p}_w = \frac{-b - \sqrt{b^2 - 4a\left[e - \exp(\bar{q}_1)\right]}}{2a}. \qquad (26)$$

С учетом (24) перепишем (26) в виде:

$$\bar{p}_w = \frac{-b - \sqrt{b^2 - 4(1-e-b)\left[e - \exp(\bar{q}_1)\right]}}{2(1-e-b)}, \qquad (27)$$

где b определяется по (24).

Из (27) с учетом

$$p_w = \rho g h \text{ и } \bar{q}_1 = q_1/q_0,$$

напишем выражение для определения численного значения высоты столба жидкости в скважине, обеспечивающего равенство отдачи насоса q_N с темпом притока q_1:

$$h_N = \frac{p_e}{\rho g} \frac{-b - \sqrt{b^2 - 4(1-e-b)\left[e - \exp\left(\frac{q_N}{q_0}\right)\right]}}{2(1-e-b)}, \qquad (28)$$

где p_e - пластовое давление.

Выражение (28) позволяет определить глубину, на которой темп притока в скважину уравнивается с производительностью насоса q_N. Учитывая значение e (28) можно упростить:

$$h_N = \frac{p_e}{\rho g} \frac{b + \sqrt{b^2 + (6.8732 + 4b)\left[2.7183 - \exp\left(\frac{q_N}{q_0}\right)\right]}}{3.4366 + 2b}. \qquad (28^*)$$

Во втором случае оптимальный режим эксплуатации насоса обеспечивается переходом на периодический режим. Периодический режим - это режим чередования периодов накопления нефти в стволе скважины и откачивания ее насосом. В этом режиме максимальная эффективность эксплуатации насоса определяется коэффициентом относительного уменьшения дебита (КОУД), являющимся отношением дебита при периодическом режиме дебиту при непрерывном режиме:

$$\varepsilon = q_{per}/q.$$

То есть эффективность периодического режима зависит от правильного определения продолжительностей периодов откачки и накопления.

В периодическом режиме основной задачей является определение максимальной продолжительности периода накопления (t_d), удовлетворяющий условию $\varepsilon \approx 1$. Для определения t_d зависимость $q_o(t)$ - т.е. темп поступавшей из пласта нефти, должна быть известной. Для этого, процесс притока жидкости в скважину, учитывая (2.11) аппроксимируем следующей экспоненциальной функцией:

$$q = q_0 \exp(\alpha t). \qquad (29)$$

Здесь, коэффициент α определяется по методу выбранных точек по данным исследования скважины следующим образом:

$$\alpha = \frac{\ln \frac{q^*}{q_0}}{t^*}. \qquad (30)$$

В качестве выбранной точки берется значение q^* на время t^* при восстановлении уровня жидкости в скважине; q_0 - значение расхода жидкости поступавшей в скважину из пласта при t = 0.

Итак, насос с производительностью q_N за время t_d выкачивает жидкость объема

$$V_N = q_N \cdot t_d. \qquad (31)$$

Проинтегрируем (29) в пределах [0 - t_d] и определим объем притока за это же время

$$V = \int_0^{t_d} q dt = \alpha q_0 e^{\alpha t}\Big|_0^{t_d} = \alpha q_0 \left(e^{t_d} - 1\right) \quad (32)$$

Очевидно, что для определения времени, за которое к скважине притечет жидкость объемом V_N, необходимо приравнять (31) и (32):

$$V_N = \alpha q_0 \left(e^{t_d} - 1\right). \quad (33)$$

Из (33) находим время t_d, за которое скважина заполнится жидкостью объемом V_N, что по сути является продолжительностью периода накопления нефти в стволе скважины: q

$$t_d = \ln\left(\frac{V_N}{\alpha q_0} + 1\right). \quad (34)$$

По (34) можно вычислить численное значение продолжительности периода накопления нефти в скважине, за которое в скважине накапливается необходимый минимальный объем жидкости для работы насоса с максимальной производительностью. Очевидно, что для откачки жидкости объемом V_N насосу с производительностью q_N необходимое время равно:

$$t_N = \frac{V_N}{q_N}. \quad (35)$$

Итак, имеем формулы для вычисления продолжительностей периодов ожидания (т.е. накопления жидкости в скважине) и откачки насоса (34) и (35), соответственно.

Описание объекта «Скважина»

«Скважину» можно описывать следующим дифференциальным уравнением, по сути являющимся материальным балансом:

$$\frac{dh}{dt} = \frac{1}{\pi r_w^2}\left[q(t) - q_N\right], \quad (36)$$

где q, q_N - темп притока пластовой жидкости (выходная информация «Пласта») и подача насоса (т.е. информация на выходе объекта «Насос»), соответственно. Ясно, что определение высоты столба жидкости равносильно определению забойного давления (обратная связь с «Пластом»), поскольку $p_w = \rho g h$, где ρ, g - плотность пластовой жидкости и ускорение свободного падения, соответственно.

Применение уравнения (36) совместно с (34), (35) или (28) в рамках имитационного моделирования позволяет симулировать процесс притока в скважину, рост столба жидкости в скважине и откачку жидкости насосом из скважины.

Исследована зависимость безразмерной высоты столба жидкости, представляющей собой отношение текущей высоты к статической высоте

$$\bar{h} = h / h_{st}$$

от безразмерного времени, представляющего собой отношение текущего времени к времени образования статического столба жидкости

$$\bar{t} = t / t_{st}$$

(рис. 3 и 4). Стало ясно, что с повышением пластового давления выпуклость (кривизна) линий уменьшается (рис. 5). Эти данные также подтвердили, что внезависимости от пластового давления приближение уровня жидкости к статическому носит асимптотический характер. Если достижение статического уровня на 95-97% происходит за несколько часов, но на абсолютном смысле, полное восстановление статического уровня требуется несколько дней. С этой точки зрения, для эффективности, выбор оптимального момента завершения периода накопления имеет большое значение. Для этого будем руководствоваться «точкой изгиба» линии зависимости $\bar{q}(\bar{t})$ (рис. 3) или $\bar{h}(\bar{t})$ (рис. 4). То есть, предполагаем, что период накопления жидкости в скважине должен завершиться тогда, когда касательная линия с кривой $\bar{q}(\bar{t})$ (или $\bar{h}(\bar{t})$ составляет 45 градусов. С этого момента должен начинаться период откачки.

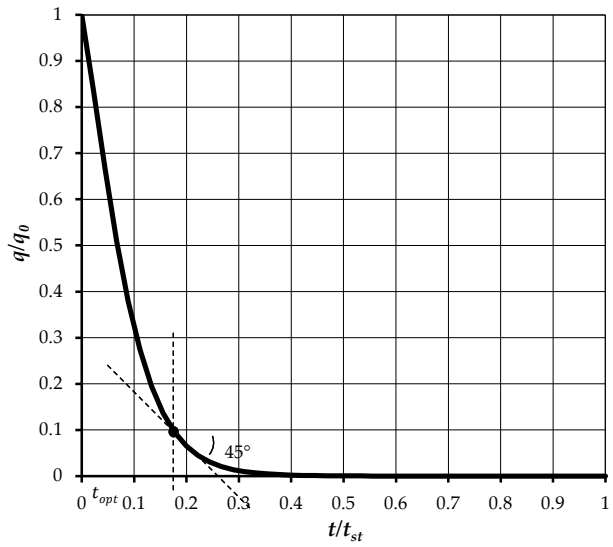

Рис. 3. Зависимость относительной высоты столба жидкости от относительной времени при пластовом давлении 100 атм и точка изгиба. Касательная с абсциссом составляет 45 градусов

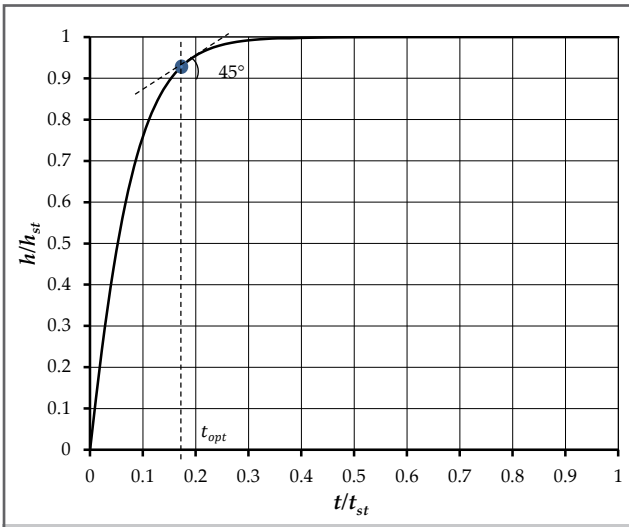

Рис. 4. Кривая восстановления статического уровня нефти в скважине при пластовом давлении 100 атм и точка изгиба, касательная под 45 градуса

Из (29) зависимость $\bar{t}(\bar{q})$ опишем следующей функцией:

$$\bar{t} = a\ln(\bar{q}), \quad (37)$$

где неизвестный коэффициент можно определять следующей формулой

$$a = \frac{\bar{t}^*}{\ln(\bar{q}^*)}. \quad (38)$$

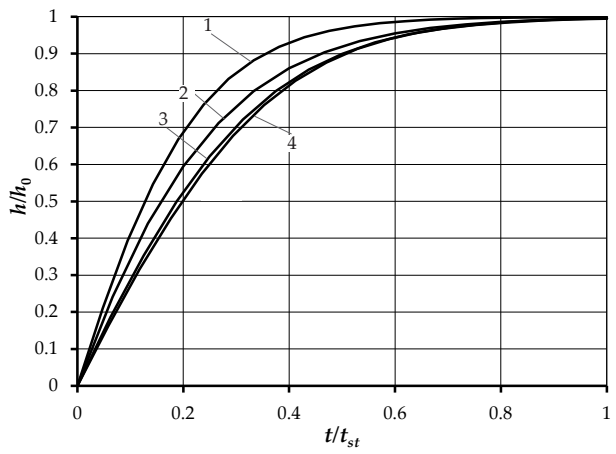

Рис. 5. Динамика высоты столба жидкости при различных пластовых давлениях
1) 100, 2) 150, 3) 200, 4) 250 атм

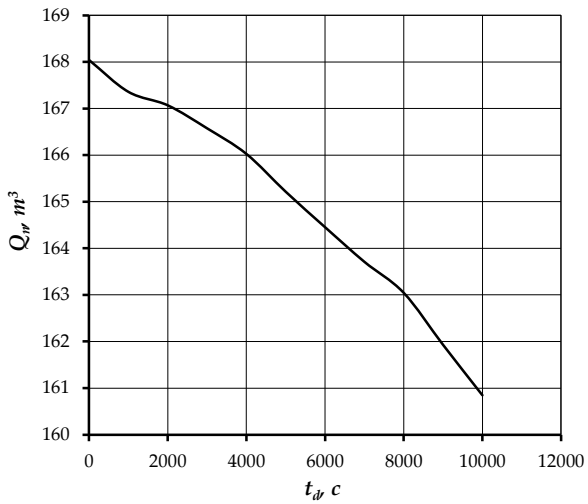

Рис. 6. Уменьшение накопленной в течении трех дней добычи нефти с увеличением продолжительности периода накопления

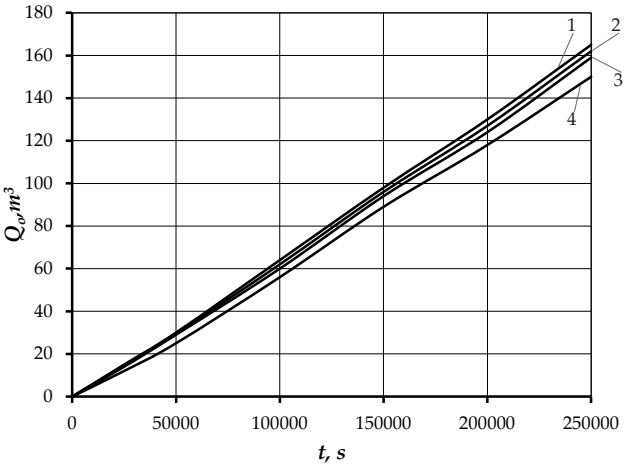

Рис. 7. Динамика накопленной добычи нефти при различных продолжительностях периода накопления
1) 8000, 2) 5000, 3) 3309 и 4) непрерывная эксплуатация, соответственно

Здесь

$$\overline{q} = \frac{q}{q_0},$$

где q_0 - темп притока в начале, т.е. при $t = 0$, процесса накапливания скважины нефтью;
$\overline{t}^* = t^*/t_{st}$ - отношение выбранного времени t, при котором имеет значение q^* к времени t образования статического уровня $\overline{t}_{opt}$. Для нахождения $\overline{t}_{opt}$ получаем производную от (37):

$$\overline{t}' = \left[a\ln(\overline{q})\right]' = \frac{a}{\overline{q}_{opt}}.$$

Приравняем к $tg45^\circ$ (рис. 3):

$$\frac{a}{\overline{q}_{opt}} = tg45^\circ.$$

То есть,

$$\frac{a}{\overline{q}_{opt}} = -1,$$

откуда для $\overline{q}_{opt}$ напишем:

$$\overline{q}_{opt} = -a\,. \qquad (39)$$

Из (37) с учетом (38):

$$\overline{t}_{opt} = a\ln(\overline{q}_{opt}) = a\ln(-a),$$

где $\overline{t}_{opt} = t_{opt}/t_{st}$, $_{st}$ - время формирования статического уровня жидкости в скважине при рассматриваемых условиях; определяется по (38). Итак, выражение для определения оптимального времени накопления перепишем следующим образом:

$$t_{opt} = at_{st}\ln(-a)\,. \qquad (40)$$

Объем жидкости, накопленной за время t_{opt} из (33) будет:

$$V_N = \alpha q_0\left(e^{t_{opt}} - 1\right). \qquad (41)$$

Учитывая (41), время, необходимое для откачки жидкости, накопленной в скважине насосом производительностью q_N можно определять по (41) с учетом (40):

$$t_N = \frac{V_N}{q_N} \qquad (42)$$

Итак, имеем формулы для вычисления продолжительностей периодов ожидания (т.е. накопления жидкости в скважине) и откачки насоса - (40) и (42), соответственно.

Для исследования производительных характеристик процесса эксплуатации скважины при периодическом режиме насоса проведены ряд компьютерных экспериментов при пластовом давлении 100 атм. Рассмотренные варианты отличались только временем накопления жидкости в скважине (т.е. временем ожидания насоса). При пластовом давлении 100 атм статический уровень составил 1199.3 метров. Производительность насоса при всех вариантах была одной и той же - 1000 м^3/сут. Эксперименты проведены при следующих значениях времени накопления: 3306, 5000 и 8000 с. Эксплуатация во всех вариантах длилась 3 суток, т.е. 259200 с. Сравнялись накопленные в течении трех суток добычи нефти по этим вариантам. Результаты иллюстрированы на рисунке 7. Видно, что при рассматриваемых условиях переход насоса в режим с периодом ожидания насоса равным 3000 с почти не влияет на конечный результат. Это еще раз показывает актуальность применения периодического режима при эксплуатации скважины погружными

насосами. Сравнение кривых периодического режима 1-3 с кривой непрерывного режима 4 показывает, что с увеличением продолжительности снижаются текущие дебиты скважины. На рисунке 6 представлено уменьшение накопленной добычи с увеличением периода накопления в течении трех дней. Несмотря на уменьшение накопленной добычи, по известным причинам, переход на периодический режим может привести к значительному экономическому эффекту. Для определения оптимальной продолжительности периода накопления необходимо сравнить потери в добыче с экономией в людских и энергетических ресурсах при периодическом режиме.

Выводы

Изложена концепция имитационного моделирования, на основе которой получен комплекс алгоритмов для имитации процесса эксплуатации нефтяной скважины, снабженной с бесштанговым глубинным насосом при непрерывном и периодическом режимах. Также разработаны алгоритмы для оптимизации работы насоса при непрерывном и периодическом режимах. Проведены компьютерные исследования рассматриваемого процесса. Полученные результаты подтвердили адекватности предложенной концепции моделирования систем «насос-скважина-пласт».

Литература

1. Таха, Х. А. (2007). Введение в исследование операций. *Москва: Издательский дом «Вмльямс».*

2. Строгалев, В. П., Толкачева, И. О. (2008). Имитационное моделирование. *Москва*: *МГТУ им. Баумана*.

3. Мирзаджанзаде, А. Х., Шахвердиев, А. Х. (1997). *Динамические процессы в нефтегазодобыче. Москва: Наука*.

4. *Джамалбеков, М. А., Велиев, Н. А. (2017). Прогнозирование показателей разработки залежей летучих нефтей в сложно деформируемых коллекторах. Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности*, 4, 39-46.

5. Nazarov, U. S., Salidjanova, N. S., Nashvandov, Sh. M., Xidirov, O. I. (2022). Some features of quaternary ammonium compounds as a corrosion inhibitor in environments with sulfate-reducing bacteria. *Scientific Petroleum*, 1, 52-62.

6. Ismayilov, R. H., Fatullayeva, P. A. (2021). Metal complexes with dihydrazone of malonic acid dihydrazine. *Scientific Petroleum,* 1, 58-62.

7. Сулейманов, Б. А. (2022). Теория и практика увеличения нефтеотдачи пластов. *Москва-Ижевск: Институт Компьютерных Исследований.*

8. Suleimanov, B. A. (1997). Slip effect during filtration of gassed liquid. *Colloid Journal*, 59(6), 749-753.

9. Горбунов, А. Т. (1981). Разработка аномальных нефтяных месторождений. *Москва: Недра.*

10. Aliev, F. A., Dzhamalbekov, M. A., Veliev, N. A., et al. (2019). Computer simulation of crude oil extraction using a sucker rod pumping unit in the oil well–resevoir system. *International Applied Mechanics, 55(*3), 332–341.

11. Власов, Ю. Г., Муковозов, В. П., Зюзев, А. М., Локтев, А. В. (1998). Способ управления глубинно-насосной установкой нефтяной скважины. *Патент РФ № 2118443.*

References

1. Taha, H. A. (2007). Operations research: An introduction. *Upper Saddle River, New Jersey: Prentice Hall.*

2. Strogalev, V. P., Tolkacheva, I. O. (2008). Simulation modeling. *Moscow: Bauman MSTU.*

3. Mirzajanzade, A. Kh., Shakhverdiev, A. Kh. (1997). Dynamic processes in oil and gas production. *Moscow: Nauka.*

4. Veliev, N. A., Jamalbekov, M. A. (2017). Prediction of the indicators of volatile oil deposits development in complicatedly-deformed reservoirs. *Automation, Telemechanization and Communication in Oil Industry*, 4, 39-46.

5. Nazarov, U. S., Salidjanova, N. S., Nashvandov, Sh. M., Xidirov, O. I. (2022). Some features of quaternary ammonium compounds as a corrosion inhibitor in environments with sulfate-reducing bacteria. *Scientific Petroleum*, 1, 52-62.

6. Ismayilov, R. H., Fatullayeva, P. A. (2021). Metal complexes with dihydrazone of malonic acid dihydrazine. *Scientific Petroleum*, 1, 58-62.

7. Suleimanov, B. A. (2022). Theory and practice of enhanced oil recovery. *Moscow-Izhevsk: ICS.*

8. Suleimanov, B. A. (1997). Slip effect during filtration of gassed liquid. *Colloid Journal*, 59(6), 749-753.

9. Gorbunov, A. T. (1981). Development of anomalous oil fields. *Moscow: Nedra*.

10. Aliev, F. A., Dzhamalbekov, M. A., Veliev, N. A., et al. (2019). Computer simulation of crude oil extraction using a sucker rod pumping unit in the oil well–resevoir system. *International Applied Mechanics*, 55(3), 332–341.

11. Vlasov, Ju. G., Mukovozov, V. P., Zjuzev, A. M., Loktev, A. V. (1998). Method for control of subsurface pumping unit in oil well. *RU Patent 2118443.*

Новая концепция имитационного моделирования динамических систем: теория и применение

М. А. Джамалбеков[1], Н. А. Велиев[2]
[1]НИПИ «Нефтегаз», SOCAR, Баку, Азербайджан;
[2]SOCAR, Баку, Азербайджан

Реферат

Развивается новая концепция имитационного моделирования динамических систем. Излагаются основные понятия и термины концепции, принципы создания имитационной модели физического процесса на основе взаимосвязанных объектов. Предложенная концепция применяется к моделированию процесса разработки пласта летучей нефти, эксплуатируемого скважиной, оборудованной погружным бесштанговым насосом в системе «насос-скважина-пласт». Разработаны алгоритмы для оптимизации глубины подвески насоса и продолжительностей периодов ожидания и откачки при непрерывном и периодическом режимах.

Ключевые слова: интегральное моделирование; компьютерное симуляция; имитационное моделирование; алгоритм; летучая нефть; погружной насос; система насос-скважина-пласт.

Dinamik sistemlərin imitasiya modelləşdirilməsinin yeni konsepsiyası: nəzəriyyə və tətbiq

M. A. Camalbəyov[1], N. A. Vəliyev[2]
[1]«Neftqazelmitədqiqatlayihə» İnstitutu, SOCAR, Bakı, Azərbaycan;
[2]SOCAR, Bakı, Azərbaycan

Xülasə

Dinamik sistemlərin imitasiya modelləşdirilməsinin yeni konsepsiyası verilir. Konsepsiyanın əsas anlayış, terminləri və fiziki proseslərin bir-biri ilə qarşılıqlı əlaqədə olan obyektlər əsasında imitasiya modelləşdirilməsinin əsas prinsipləri göstərilir. Təklif olunan konsepsiya ştanqsız nasosla təchiz edilmiş quyu ilə istismar olunan yüngül neft layının "nasos-quyu lay" sistemində işlənməsi prosesinin modelləşdirilməsinə tətbiq edilir. Fasiləsiz və fasiləli rejimlərdə nasosun asqı dərinliyinin, onun gözləmə və vurma (işləmə) dövrləri müddətlərinin optimallaşdırılması üçün alqoritmlər işlənib hazırlanmışdır.

Açar sözlər: kompüter simulyasiyası; imitasiya modelləşdirməsi;; yüngül neftlər; dalma nasosu; nasos-quyu-layn sistemi.