

Ф.А.Алиев¹, М.А.Джамалбеков², Н.А.Велиев³,
И.Р.Гасанов², Н.А.Ализаде⁴

**КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ ШТАНГОВЫМИ
НАСОСАМИ В СИСТЕМЕ «СКВАЖИНА – ПЛАСТ»**

¹Институт Прикладной Математики БГУ, Баку, Азербайджан;

²НИПИ «Нефтегаз» ГНКАР, Зардаби 88А Баку, Азербайджан;

³SOCAR Головной офис, пл. Азнефти, Баку, Азербайджан;

⁴АВВУ им. Гейдара Алиева, Нахимова 23, Баку, Азербайджан;

e-mail: f_aliev@yahoo.com

Abstract. The process of operating the volatile oil well by the sucker-rod pump method is considered. An algorithm is developed to determine the main indices of the deposits in the system “oil well – stratum” and parameters of the sucker rod pump. The real thermodynamic properties of volatile oil are taking into account and the compressibility of the stratum-collector. On the proposed algorithm's basis, a computer model of the oil well operating process by the sucker-rod pump is established, which makes it possible to monitor the main operating parameters of the pump and the reservoir system indices. The process of reservoir development and the features of effect of the pump operating parameters on its productivity are studied using the developed simulator. It is established that the influence of the number of oscillations on the pump performance is insignificant when a certain value being exceeded. The proposed algorithm can be used to create the intelligent systems for automated control of operation of the sucker-rod pump in a well-reservoir system.

Key words: computer simulation, algorithm, volatile oil, sucker-rod pump, well-reservoir system.

Введение.

Среди механических способов добычи нефти значительное место принадлежит эксплуатации скважин глубинными насосами. Несмотря на широкое распространение глубинно-насосных способов эксплуатации скважин и существование большого количества исследований в рассматриваемой области, проблема моделирования и компьютерного управления режимами работы глубинных насосов остается полностью нерешенной. Существующие в настоящее время решения могут лишь обеспечить некоторое улучшение экономических показателей насосной эксплуатации скважины. Они основываются, в основном, на применении системы автоматизированного управления производительностью насоса. Это достигается путем регулирования частоты вращения ротора электродвигателя. При этом система действует на основе информации, полученных от датчиков усилия, установленных на полированный шток P , и хода подвески штанга S по алгоритму на основе анализа зависимости $P(S)$. Так, по полученным данным из датчиков строится динамограмма – изменение нагрузки в точке подвеса насосных штанг в зависимости от их перемещения $P(S)$. По изменению формы динамограмм от нормальной (параллелограмма) судят о различных дефектах работы насосной установки и определяют степень заполнения насоса. Исходя

из этого, регулируется производительность насоса обычно путем изменения частоты вращения ротора двигателя [4, 10, 11].

В работах [2, 3] управление глубинно насосной установкой производится путем контроля изменений усилий в колонне насосных штанг и отключения установки при снижении динамического уровня жидкости в скважине ниже допустимого уровня установки. С целью повышения надежности допустимый уровень установки устанавливается выше уровня приема насоса и при понижении динамического уровня ниже уровня установки создают дополнительные усилия в колонне насосных штанг и отключают установку на время действия этих дополнительных усилий.

Анализ современных разработок в этом направлении показал, что почти все системы управления штанговыми насосами основываются на принципе анализа в основном динамограммы и ваттметрограммы. Для этой цели предусматривают подключение датчиков усилия и положения штока, устьевого давления и ваттметрирования, которые требуют периодического обслуживания и ремонта [6, 9]. Недостаток отмеченного подхода, помимо отмеченных, является и узкий диапазон регулирования и отсутствие способности принятия решения, такого, как определение оптимального режима и перехода при необходимости на периодический режим. Это связано с неучетом информации о динамике пластовой системы и взаимодействия работы скважины и пласта.

По сравнению с неуправляемыми насосами такие системы имеют определенные преимущества и обеспечивают некоторое повышение эффективности работы насосов. Однако алгоритмы, на основе которых созданы современные автоматизированные системы, не учитывают динамику роста столба жидкости (т.е. временные характеристики притока жидкости из пласта) в скважине и динамику падения пластового давления. Поэтому они не позволяют оперативно определить оптимальный режим работы глубинного насоса и прогнозировать показатели процесса в целом.

В [7] исследован процесс наполнения ствола скважины пластовой жидкостью при прекращении эксплуатации скважины. Исследован приток жидкости в скважину и динамика роста столба жидкости в подъемнике при фильтрации в пласте газированной и легких нефтей с учетом реальных свойств флюидов и пласта-коллектора. Изучены временные характеристики процесса восстановления статического уровня жидкости в скважине. Установлено, что для достижения статического уровня жидкости, т.е. полного восстановления статического столба жидкости в скважине, требуется очень продолжительное время, причем 97 – 99% ее величины достигается в течение нескольких минут или часов.

Данная работа является продолжением исследований, начатых в [7]. В ней предлагается алгоритм для определения основных показателей разработки залежей в системе «скважина – пласт» и параметров штангового насоса. При этом учитываются реальные термодинамические свойства летучей нефти и сжимаемость пласта-коллектора.

§1. Физические аспекты процесса эксплуатации штанговым насосом.

Известно, что поднятие жидкости в скважине штанговым насосом происходит поступательно-возвратным движением плунжера 6 (рис. 1), снабженного нагнетательным клапаном 4 в цилиндре 7, имеющем всасывающий клапан 5 [1, 8]. При движении плунжера вверх всасывающий клапан открывается, а нагнетательный клапан закрывается и происходит подъем столба жидкости в подъемной трубе 8 (рис. 1, а). При этом жидкость объемом, равным поднимаемой жидкости, переходит в подъемник из затрубного пространства, уровень жидкости в затрубном пространстве снижается, что приводит к падению забойного давления, в результате чего заново увеличивается приток из пласта. Таким образом, уровень жидкости в затрубном пространстве поднимается до динамического уровня и восстанавливается динамическое давление на забой скважины и т.д. По-видимому, процесс состоит из нескольких составляющих. Поэтому математическое моделирование описанного процесса представляется достаточно затруднительным.

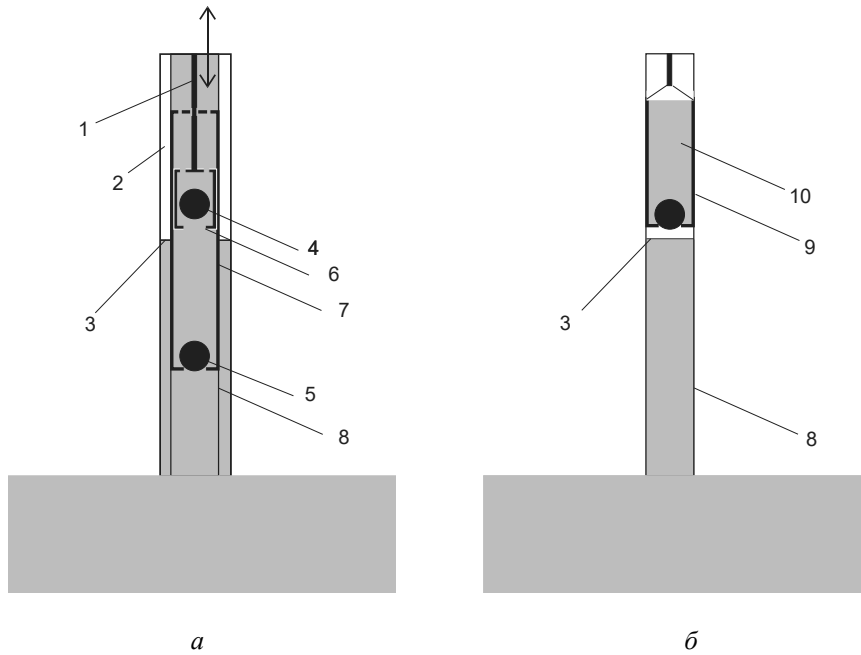


Рис. 1

Для преодоления отмеченного препятствия схему скважины с штанговым насосом заменим более простой схемой скважины, по сути, эквивалентной реальной схеме. Она проиллюстрирована на Рис. 1, б. По «эквивалентной» схеме скважина представляется состоящей из одной единственной трубы (т.е. без затрубного пространства), где жидкость поднимается контейнером 9 объемом 10, равным объему жидкости, поднимаемой реальным насосом за полный цикл качания (двойной ход) плунжера. Как видно, рассматриваемый насос и схема скважины по всем параметрам является эквивалентной реальному насосу, но намного проще реального. Предложенная схема значительно упрощает решение рассматриваемой проблемы.

Вышеописанные процессы графически можно представить двумя функциями $l(t)$, $h(t)$ в координатной системе x, t , демонстрируемыми на рис. 2, где синусоида $l(t)$ иллюстрирует поступательно-возвратное движение контейнера за один полный цикл качания (T), а кривая $h(t)$ – повышение уровня жидкости в подъемной трубе в течение этого же времени. Отметим, что начало координатной системы «расположено» на забое скважины.

Учитывая, что R_p является половиной длины хода плунжера L_p , а $\tilde{l} = L + R_p$ – расстояние между точкой подвески насоса и забоем скважины, то для определения высоты столба жидкости, поднимаемой насосом, получим:

$$l_d = h_d - \tilde{l} + R_p \sin \varphi,$$

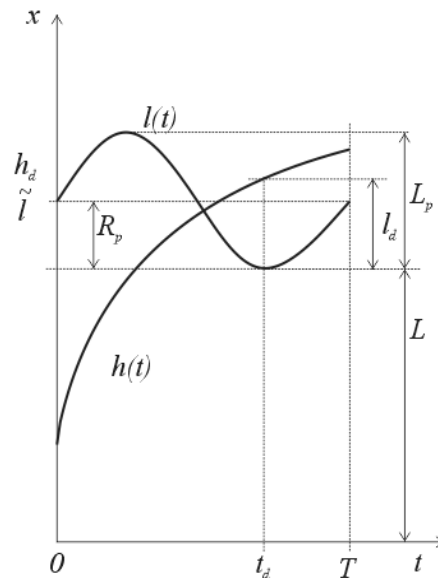


Рис. 2

Или же, для удобства, пользуясь числом (частотой) качаний ν и, переходя от радианов к градусам, получим в виде

$$l_d = h_d - \tilde{l} + R_p \sin \frac{360 \cdot 3.1416}{60 \cdot 180} \nu \tau, \quad (1.1)$$

где τ является «рабочим временем» насоса, т.е. временем, в течение которого насос работает. Оно меняется в пределах $0 \div Tn$, где T – период одного цикла качания, а n – целое число. Частота качания ν измеряется в 1/мин, а «время насоса» τ – в сек. Здесь третье слагаемое выражает положение плунжера относительно точки подвески насоса \tilde{l} под статический уровень.

Из (1.1) видно, что с уменьшением \tilde{l} , т.е. увеличением глубины подвески «насоса» увеличивается и объем поднимаемой жидкости V_d за каждый цикл качания. При этом объем поднимаемой жидкости равен

$$V_d = \pi r_s^2 \left(h_d - \tilde{l} + R_p \sin \frac{360 \cdot 3.1416}{60 \cdot 180} \nu \tau \right). \quad (1.1^*)$$

Для применения выражения (1.1) или (1.1*) требуется определение положения динамического уровня жидкости в подъемной трубе. Очевидно, что для повышения уровня жидкости в трубе до высоты h_d требуется приток жидкости объемом V_d из пласта

$$V_d = \pi r_s^2 h_d. \quad (1.2)$$

Если мгновенный расход притока из пласта нефти обозначить через q_n , то за промежуток времени t_d объем притока жидкости будет

$$V_d = \int_0^{t_d} q_n dt$$

или приблизительно

$$V_d \approx \sum_{i=0}^n q_{ni} \Delta t. \quad (1.3)$$

С учетом (1.3) из (1.2) для определения h_d , без учета откачки насосом жидкости, получим

$$h_d = \frac{\sum_{i=0}^n q_{ni} \Delta t}{\pi r_s^2}. \quad (1.4)$$

Или же, для выражения изменения высоты столба жидкости во времени, с учетом работы насоса, напомним следующее дифференциальное уравнение:

$$\frac{dh_d}{dt} = \frac{1}{\pi r_s^2} [q_n(t) - q_N], \quad (1.4^*)$$

где $q_N = V_d / T$ – подача насоса; T – период одного полного цикла качания. V_d вычисляется по (1.1*).

При этом расход притока нефти из пласта q_n в рассматриваемый момент времени зависит от депрессии создаваемой пластовым давлением p_k и столбом жидкости в подъемной трубе высотой h_d , оказывающим на забой давление

$$p_s = \gamma_n g h_d, \quad (1.5)$$

где γ_n, g – плотность жидкости в трубе и ускорение свободного падения.

Уравнение (1.4*) совместно с (1.1*) позволяет вычислить положение уровня жидкости в скважине и производительность плунжерного насоса. Однако необходимо определение мгновенного расхода притока жидкости из пласта в скважину, о котором и говорится ниже.

§2. Моделирование процесса фильтрации в пласте и определение притока нефти к скважине.

Используя результаты работы [7], представим уравнения, описывающие радиальное течение легких нефтей в области дренирования скважины с учетом сжимаемости пород в виде

$$\begin{aligned} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left\{ r \left[\frac{f_n(\rho)}{\mu_n(p) a_n(p)} + \frac{f_g(\rho) p \beta c_n(p)}{\mu_g(p) z(p) p_{at}} \right] k(p) \frac{\partial p}{\partial r} \right\} = \\ = - \frac{\partial}{\partial t} \left\{ \left[\frac{\rho}{a_n(p)} + (1-\rho) \frac{p \beta c_n(p)}{z(p) p_{at}} \right] m(p) \right\}; \end{aligned} \quad (2.1)$$

$$\begin{aligned} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left\{ r \left[\frac{f_g(\rho) p \beta [1 - c_n(p) \bar{\gamma}(p)]}{\mu_g(p) z(p) p_{at}} + \frac{f_n(\rho) S(p)}{\mu_n(p) a_n(p)} \right] k(p) \frac{\partial p}{\partial r} \right\} = \\ = - \frac{\partial}{\partial t} \left\{ \left[(1-\rho) \frac{p \beta [1 - c_n(p) \bar{\gamma}(p)]}{z(p) p_{at}} + \rho \frac{S}{a_n(p)} \right] m(p) \right\}, \end{aligned} \quad (2.2)$$

где $f_n(\rho), f_g(\rho)$ – функции относительных фазовых проницаемостей жидкой и газовой фаз; p – пластовое давление; ρ – насыщенность пор нефтью; z, β – коэффициенты сверхсжимаемости и температурной поправки для газовой фазы; c – содержание потенциально жидких углеводородов в газовой фазе; a_n – объемный коэффициент нефти; S – количество растворенного газа в нефти; μ_n, μ_g – динамические вязкости жидкой и газовой фаз; $c\bar{\gamma}$ – долевое содержание потенциально жидких углеводородов в газовой фазе в пластовых условиях; p_{at} – атмосферное давление; m – пористость; k – проницаемость пласта; q_n – дебит нефти; $\bar{\mu}(p)$ – отношение вязкостей жидкой и газовой фаз; $\psi(\rho_n)$ – отношение относительных фазовых проницаемостей газовой и жидкой фаз; t – время.

Известно, что в результате объемного сжатия пород коллекторов уменьшается их объем пустот. Это, естественно, приводит к уменьшению как пористости, так и проницаемости породы. При этом характер изменения и пористости и проницаемости подчиняются одному и тому же закону. Изменения пористости и проницаемости при этом, количественно характеризуются соответствующими коэффициентами деформации a_m и β_k . Также известно, что отношение коэффициентов упругой деформации проницаемости β_k к пористости a_m изменяется в пределах 5 – 15 и оно является постоянным для конкретной залежи. При упругой деформации изменение пористости и проницаемости подчиняются экспоненциальному закону и определяются следующими выражениями [5]:

$$m(p) = m_0 \exp[a_m(p - p_0)] \text{ и } k(p) = k_0 \exp[\beta_k(p - p_0)], \text{ соответственно,} \quad (2.3)$$

где m_0, k_0 и m, k – начальные и текущие значения пористости и проницаемости, соответственно.

Уравнение (2.1) описывает движение жидкой, а (2.2) – движение газовой фазы рассматриваемой углеводородной системы. Для определения дебита скважины по нефти в режиме истощения требуется решение уравнения (2.1) при следующих краевых условиях:

$$r = R_k, \quad p = p_k(t); \quad r = r_s, \quad p = p_s(t) \text{ и } t = 0, \quad p = p_0. \quad (2.4)$$

При этом для линеаризации уравнения будем применять метод осреднения. Вводим функцию H , аналогичную функции Христиановича

$$H = \int \varphi(p, \rho) dp + \text{const}. \quad (2.5)$$

Усредняя правую часть уравнения по r и вводя обозначение $\Phi(t)$, с учетом (2.5) представим (2.1) в следующем виде:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left\{ r \frac{\partial H}{\partial r} \right\} = -\Phi(t). \quad (2.6)$$

Уравнение (2.6) легко решается относительно фиктивного напора H при следующих граничных условиях, соответствующих режиму истощения:

$$r = R_k, \quad H = H_k(t); \quad r = r_s; \quad H = H_s(t). \quad (2.7)$$

При этом неизвестная функция $\Phi(t)$ определяется с помощью дополнительного граничного условия $\left. \frac{\partial H}{\partial r} \right|_{r=R_k} = 0$. Таким образом, задача (2.1), (2.2) и (2.4) приводится к эквивалентной задаче (2.6), (2.7), из решения которой можно получить выражение для градиента H на $r = r_s$ в следующем виде:

$$\frac{\partial H}{\partial r} = \frac{H_k - H_s}{r_s \left[\ln \frac{R_k}{r_s} - \frac{1}{2} \left(1 - \frac{r_s^2}{R_k^2} \right) \right]}.$$

Учитывая, что $r_s^2 \ll R_k^2$ получим:

$$\frac{\partial H}{\partial r} = \frac{H_k - H_s}{r_s \left[\ln \frac{R_k}{r_s} - \frac{1}{2} \right]}. \quad (2.8)$$

По закону Дарси дебит скважины определяется выражением:

$$q_n = 2\pi r_s h \left. \frac{\partial H}{\partial r} \right|_{r=r_s}. \quad (2.9)$$

Учитывая (2.8), из (2.9) получим выражение для определения мгновенного значения дебита скважины по нефти аналогично в следующем виде:

$$q_n = \frac{2\pi h (H_k - H_s)}{\ln \frac{R_k}{r_s} - \frac{1}{2}}, \quad (2.10)$$

где R_k, r_s – радиусы контура питания и ствола скважины; h – толщина продуктивного пласта.

Для практического использования (2.10) необходим переход от фиктивной депрессии ($H_k - H_s$) к истинной депрессии ($p_k - p_s$). Для этого можно использовать методику, предложенную в [7], следуя которой подынтегральная функция φ аппроксимируется логарифмической функцией. Следовательно, для определения ($H_k - H_s$) получается следующее соотношение:

$$H_k - H_s = p_0 a \left[\bar{p}_k \ln \bar{p}_k - \bar{p}_k - \bar{p}_s \ln \bar{p}_s + \bar{p}_s \right] - p_0 b (\bar{p}_k - \bar{p}_s), \quad (2.11)$$

где коэффициенты a и b могут быть аналитически вычислены из соотношений

$$a = \frac{\varphi_k - \varphi_s}{\ln \frac{p_k}{p_s}}; \quad b = \frac{\varphi_k - \varphi_s}{\ln \frac{p_k}{p_s}} \ln \bar{p}_k - \varphi_k, \quad (2.12)$$

где φ_k, φ_s являются значениями φ при контурном и забойном давлениях p_k и p_s , соответственно; $\bar{p}_k = p_k / p_0$.

С учетом (2.11) и (2.12) представим (2.10) в следующем виде:

$$q_n = \frac{2\pi h p_0}{\ln \frac{R_k}{r_s}} \left\{ \frac{\varphi_k - \varphi_s}{\ln \frac{p_k}{p_w}} \left[\frac{\ln \bar{p}_k^{\bar{p}_k}}{\ln \bar{p}_s^{\bar{p}_s}} - \bar{p}_k + \bar{p}_s \right] - \left(\frac{\varphi_k - \varphi_s}{\ln \frac{p_k}{p_s}} \ln \bar{p}_k - \varphi_k \right) (\bar{p}_k - \bar{p}_s) \right\}. \quad (2.13)$$

Для определения основных показателей исследуемого процесса во времени используются уравнения материального баланса для нефти и газа, которые с учетом деформации пород коллекторов имеют вид:

$$q_n = - \frac{d}{dt} \left\{ \left[\frac{\rho}{a_n(p)} + (1 - \rho) \frac{p\beta c_n(p)}{z(p)p_{at}} \right] \Omega(p) \right\}; \quad (2.14)$$

$$q_g = - \frac{d}{dt} \left\{ \left[\frac{(1 - \rho)p\beta}{z(p)p_{at}} [1 - c(p)\bar{r}] + \rho \frac{S(p)}{B(p)} \right] \Omega(p) \right\},$$

где общий объем пор $\Omega(p) = \pi(R_k^2 - r_s^2)hm(p)$.

Из балансовых уравнений (2.14) можно получить выражения для определения пластового давления и насыщенности пласта жидкой фазой в любой момент времени:

$$\frac{dp}{dt} = - \frac{\frac{q_n}{\Omega_0 \bar{\Omega}} (\alpha_4 + G\alpha_2) - (\alpha_2 \alpha_3 + \alpha_1 \alpha_4) \frac{1}{\bar{\Omega}} \frac{d\bar{\Omega}}{dt}}{(\alpha_5 + \alpha_6)\alpha_4 + (\alpha_7 + \alpha_8)\alpha_2}; \quad (2.15)$$

$$\frac{d\rho}{dt} = - \frac{\frac{q_n G}{\Omega_0 \bar{\Omega}} + (\alpha_7 + \alpha_8) \frac{dp}{dt} + \alpha_3 \frac{1}{\bar{\Omega}} \frac{d\bar{\Omega}}{dt}}{\alpha_4}, \quad (2.16)$$

где

$$\alpha_1 = (1 - \rho) \frac{p\beta c(p)}{z(p)p_{at}} - \rho \frac{1}{a_n(p)}; \quad \alpha_2 = \frac{p\beta c(p)}{z(p)p_{at}} - \frac{1}{a_n(p)};$$

$$\alpha_3 = \rho \frac{S(p)}{a_n(p)} - (1 - \rho) \frac{p\beta}{z(p)p_{at}} [1 - c(p)\bar{\gamma}(p)]; \quad \alpha_4 = \frac{S(p)}{a_n(p)} - \frac{p\beta}{z(p)p_{at}} [1 - c(p)\bar{\gamma}(p)];$$

$$\alpha_5 = (1 - \rho) \left[\frac{p\beta c(p)}{z(p)p_{at}} \right]'; \quad \alpha_6 = \rho \left[\frac{1}{a_n(p)} \right]'; \quad \alpha_7 = \rho \left[\frac{S(p)}{a_n(p)} \right]';$$

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

« ' » – означает производную по p ; G – газовый фактор, который определяется следующим выражением:

$$G = \frac{\frac{\bar{\mu}(p)a_n(p)p\beta}{z(p)p_{at}} [1 - c(p)\bar{\gamma}(p)] + \frac{S(p)}{\psi(\rho)}}{\frac{1}{\psi(\rho)} + \frac{\bar{\mu}(p)a_n(p)p\beta c(p)}{z(p)p_{at}}}. \quad (2.17)$$

В уравнениях (2.15) и (2.16) $\bar{\Omega}$ и, следовательно, $d\bar{\Omega}/dt$ в случае упругих пластов определяется с учетом (2.3) следующим образом:

$$\bar{\Omega} = \frac{\Omega}{\Omega_0} = \exp[a_m(p - p_0)]; \quad \frac{d\bar{\Omega}}{dt} = a_m \exp[a_m(p - p_0)] \frac{dp}{dt}. \quad (2.18)$$

С учетом (2.18) уравнения для определения основных параметров пласта (2.15) и (2.16) представим в следующем виде:

$$\frac{dp}{dt} = - \frac{\frac{q_n}{\Omega_0 \bar{\Omega}} (\alpha_4 + G\alpha_2)}{(\alpha_5 + \alpha_6)\alpha_4 + (\alpha_7 + \alpha_8)\alpha_2 - (\alpha_2\alpha_3 + \alpha_1\alpha_4) \frac{a_m}{\bar{\Omega}} e^{a_m(p-p_0)}}; \quad (2.19)$$

$$\frac{ds}{dt} = - \frac{\frac{q_n G}{\Omega_0 \bar{\Omega}} + (\alpha_7 + \alpha_8) \frac{dp}{dt} + \alpha_3 \frac{a_m}{\bar{\Omega}} e^{a_m(p-p_0)} \frac{dp}{dt}}{\alpha_4}. \quad (2.20)$$

С другой стороны, из (1.4*) и (1.5) имеем:

$$\frac{dp_s}{dt} = \frac{\rho g}{\pi r_s^2} [q_n(t) - q_N]. \quad (2.21)$$

Система обыкновенных дифференциальных уравнений (2.19) – (2.21) решается одним из численных методов. Она позволяет определять среднепластовое давление, нефтенасыщенность пласта и забойное давление в любой момент времени при разработке залежей летучей нефти скважиной, оснащенной штанговым насосом. При этом дебит q_n вычисляется по формуле (2.13) с учетом (2.12).

Следует отметить, что изложенное решение для вычисления расхода притока можно применить и для случая залежей нелетучей нефти, т.е. когда $c = 0$. В этом случае параметры $\alpha_1 - \alpha_8$ принимают следующий вид:

$$\alpha_1 = -\rho \frac{1}{a_n(p)}; \quad \alpha_2 = -\frac{1}{a_n(p)}; \quad \alpha_3 = \rho \frac{S(p)}{a_n(p)} - (1-\rho) \frac{p\beta}{z(p)p_{at}}; \quad \alpha_4 = \frac{S(p)}{a_n(p)} - \frac{p\beta}{z(p)p_{at}};$$

$$\alpha_5 = 0; \quad \alpha_6 = \rho \left[\frac{1}{a_n(p)} \right]'; \quad \alpha_7 = \rho \left[\frac{S(p)}{a_n(p)} \right]'; \quad \alpha_8 = (1-\rho) \left[\frac{p\beta}{z(p)p_{at}} \right]'$$

Газовый фактор a_m определяется следующим выражением:

$$G = \frac{\frac{\bar{\mu}(p)a_n(p)p\beta}{z(p)p_{at}} + \frac{S(p)}{\psi(\rho)}}{\frac{1}{\psi(\rho)}}$$

§3. Компьютерная симуляция работы штангового насоса в системе «скважина – пласт».

Численное решение системы дифференциальных уравнений (2.19) – (2.21) совместно с (2.13) с учетом (1.5) и (2.12) позволяет создать компьютерную модель работы штангового насоса в системе «скважина – пласт».

Для этого можно использовать следующий алгоритм, блок-схема которого представлена на рис. 3.

1. Вводятся начальные значения параметров системы, в том числе число качаний ν и длина хода плунжера $2R_p$. В начале уровень жидкости в скважине равен гидростатическому, депрессия на пласт, следовательно, отсутствует и приток к скважине жидкости.

2. Время увеличивается на Δt : $t := t + \Delta t$ и $\tau := \tau + \Delta t$.

3. Определяется положение плунжера с помощью выражения

$$l = R_p \sin \frac{360 \cdot 3.1416}{60 \cdot 180} \nu \tau .$$

4. Проверяется положение плунжера. При нижнем крайнем его положении, т.е. когда $\sin \frac{360 \cdot 3.1416}{60 \cdot 180} \nu \tau = 1$ переходим на следующий пункт, иначе – на пункт 7. (1.1*)

и вычисляется производительность насоса, иначе переходится на пункт 7.

5. Вычисляется объем жидкости, поднимаемой насосом и подача жидкости насосом согласно выражению (1.1*).

6. Определяется значение q_n в рассматриваемый момент времени t по (2.13) с учетом (2.12).

7. Численно решается система уравнений (2.19) – (2.21) и определяются пластовое давление, нефтенасыщенность и текущее забойное давление.

8. Сохраняются показатели системы.

9. Проверка условия прекращения или приостановки работы системы, при удовлетворении которого производится переход к следующему пункту, иначе переход к пункту 2.

10. Завершение работы или переход в режим ожидания.

Следует отметить, что предложенный алгоритм имитирует работу штангового насоса в системе «скважина – пласт» без учета потерь, хотя учесть это было бы несложно.

На основе предложенной блок-схемы разработан компьютерный симулятор процесса эксплуатации скважины штанговым насосным способом в системе «скважина – пласт», позволяющий исследовать работу насоса при различных режимах. С помощью симулятора было исследовано влияние частоты качаний на подачу насоса. При этом процесс моделирован при различных значениях числа качания. Отметим, что при исследовании абсолютная проницаемость пласта была принята равной $0,1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ при пластовом давлении 12,0 МПа. В этом случае статический уровень нефти в скважине составлял 1439 м. Глубина подвески насоса была под статическим уровнем и составляла 80 % от статического столба жидкости. Результаты симуляции, которые проиллюстрированы на рис. 4, показали, что повышение числа качания приводит к увеличению дебита до определенного предела. Как видно из кривой зависимости $q_n(N)$, при малых числах качания увеличение частоты качания приводит к резкому повышению производительности насоса. Однако, влияние повышения частоты качания при значениях выше, чем 2 – 2.5 1/мин ослабевает и затем, при числах качания больше 3 1/мин становится незначительным.

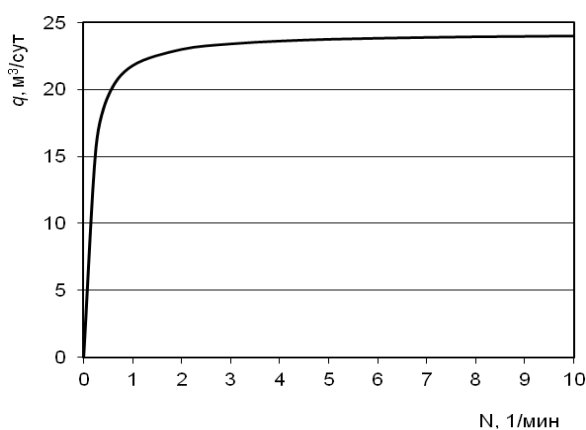


Рис. 4

Кривая зависимости $q_n(N)$, приведенная на рис. 4, наглядно демонстрирует необходимость оптимизации рабочего режима штанговых насосов. Принципы моделирования системы «скважина – пласт», разработанные в статье могут быть использованы при создании интеллектуальных автоматизированных систем управления глубинными насосами.

РЕЗЮМЕ. Розглянуто процес експлуатації свердловини до покладів летючої нафти штанговим насосним способом. Створено алгоритм для визначення основних показників розробки покладів в системі «свердловина – пласт» і параметрів штангового насоса. При цьому враховуються реальні термодинамічні властивості летючої нафти і стисливість пласта-колектора. На основі запропонованого алгоритму створено комп'ютерну модель процесу експлуатації свердловини штанговими насосами, що дозволяє контролювати основні робочі параметри насоса і показників пластової системи. З використанням розробленого симулятора досліджено процес розробки покладу, вивчено особливості впливу робочих параметрів насоса на його продуктивність. Встановлено, що вплив числа коливань на продуктивність насоса незначний при перевищенні певного значення. Запропонований алгоритм може бути використаний при створенні інтелектуальних систем для автоматизованого управління процесом експлуатації свердловини, обладнаної штанговим насосом в системі «свердловина – пласт».

1. *Андреев В.В., Уразаков К.Р., Далимов В.У. и др.* Справочник по добыче нефти. Под ред. Уразакова К.Р. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2000. – 374 с.
2. *Братцев С.И., Зозуля Ю.И.* Способ управления глубинно-насосной установкой нефтяных скважин. СССР, а.с. 1121401, МКИ 5 E21B43/00, 1984.
3. *Власов Ю.Г., Зюзев А.М., Локтев А.В., Муковозов В.П.* Способ управления глубинно-насосной установкой нефтяной скважины. Патент РФ №2118443, E21B43/00, БИ №24, 1998.
4. *Галеев А.С., Арсланов Р.И., Ермилов П.П., Кузьмин И.А.* Контроль технического состояния ШСНУ в процессе периодической эксплуатации // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012, № 1. – С. 24 – 30.
5. *Горбунов А.Т.* Разработка аномальных нефтяных месторождений. – М. Недра, 1981. – 237 с.
6. *Зубаиров И.Ф.* Интеллектуальная скважина – повышение эффективности механизированной добычи // Инженерная практика. – 2011, № 5. – С. 84 – 89.
7. *Кулиев А.М., Джамалбеков М.А.* Прогнозирование показателей разработки залежей летучих нефтей в ползучих коллекторах // «Научные труды» НИПИ «Нефтегаз» ГНКАР. – 2017. – № 3. – С. 51 – 57.
8. *Мищенко И.Т.* Скважинная добыча нефти. – М: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.
9. *Хакимьянов М.И.* Современные станции управления скважинными штанговыми глубиннонасосными установками // Нефтегазовое дело. – 2014. – 12, № 1. – С. 78 – 85.
10. *Gibbs S.G.* Predicting the Behavior of Sucker-Rod Pumping Systems // J. of Petroleum Technology. – 1963. – 15, N 7. – P.
11. *Luan G., He S., Yang Z., Zhao H., Hu J., Xie S., Shen Y.* A Prediction model for a new deep-rod pumping system // J. of Petroleum Science and Engineering. – 2011. – 80 (1). – P. 75 – 80.

Поступила 23.05.2018

Утверждена в печать 05.03.2018