

Документ подписан простой электронной подписью
Информация о владельце:
ФИО: Клочков Юрий Сергеевич
Должность: Ректор
Дата подписания: 23.09.2026 10:21:47
Уникальный программный ключ:
3beb265d5d589e7ff4c954946f5ad99a1e70ac12

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное
учреждение высшего образования
«ТЮМЕНСКИЙ ИНДУСТРИАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Институт геологии и нефтегазодобычи

МОДЕЛИРОВАНИЕ ОБЪЕКТОВ И СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ

Методические рекомендации к выполнению курсовой работы для
обучающихся по направлению 15.04.04 – «Автоматизация
технологических процессов и производств» программа: «Автоматизация
технологических процессов нефтегазодобычи»
очной формы обучения

Составители
И. Г. Соловьев,
кандидат технических наук,
Д. А. Говорков,
кандидат технических наук,

Тюмень
ТИУ
2017

Моделирование объектов и систем управления: методические рекомендации к выполнению курсовой работы для обучающихся по направлению 15.04.04 – «Автоматизация технологических процессов и производств» программа: «Автоматизация технологических процессов нефтегазодобычи» очной формы обучения / сост. И. Г. Соловьев, Д. А. Говорков; Тюменский индустриальный университет. – Тюмень: Издательский центр БИК ТИУ, 2017. – 21 с.

Руководитель образовательной программы: В. М. Спасибо, доктор технических наук, профессор

Методические рекомендации рассмотрены и рекомендованы к изданию на заседании кафедры кибернетических систем «30» августа 2017 года, протокол № 1

Аннотация

Методические рекомендации и индивидуальные задания по дисциплине «Моделирование объектов и систем управления» предназначены для студентов, обучающихся по направлению 15.04.04 – «Автоматизация технологических процессов и производств», программа: «Автоматизация технологических процессов нефтегазодобычи». Данная дисциплина изучается в двух семестрах.

СОДЕРЖАНИЕ

1. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА	4
2. ЗАДАНИЯ.....	19
3. СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	20

1. ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Фонтанирующая скважина

Первое представление о скважине даёт её конструктивно-функциональная схема, изображенная на рис. 1.1. На рисунке выделены основные функциональные блоки с соответствующими обозначениями их моделей. Это:

- Приток – P_R , образованный забоем скважины (зона контакта ствола с продуктивными толщами коллектора) и его радиальное окаймление, именуемое призабойной зоной. (ПЗ).
- Затрубное пространство (ЗТ) от устья скважины, включая перепускной клапан до уровня приёма насоса. Модель затрубья будем обозначать – P_T .
- Низ обсадной колонны (ОК) – P_K , от приёма до забоя.
- Модель подъёмника – P_N или насосно-компрессорной трубы (НКТ), от нефтесборного коллектора, включая устьевой штуцер, до выкида насоса.
- Электроцентробежный насос (ЭЦН), модель которого задается графиками своих рабочих характеристик – P_P .

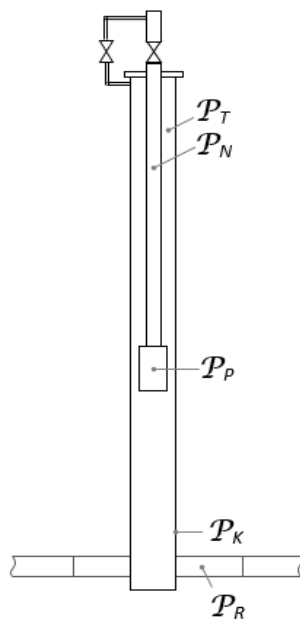


Рис. 1.1 Конструктивно-функциональная схема скважины

Сборка поименованных моделей и образует базовую барометрическую модель скважинной системы (СС)

$$P_{CC} = \langle P_R, P_T, P_K, P_N, P_P \rangle,$$

правила построения которой представлены ниже.

Анализ начнём с функциональной схемы скважины (см. рис. 1.2), где вынесены основные переменные состояния режимов эксплуатации

системы при выключенном насосе ($u = 0$) и при включенном ($u = 1$). Соответствующие графики распределения давлений по вертикали, совмещенные со схемой, изображены справа. Приведённые графики и соответствующие им расчётные соотношения отражают упрощенные зависимости для равновесных режимов эксплуатации, т.е. после окончания переходных процессов. Упрощенные зависимости или корреляции будут далее доуточняться.

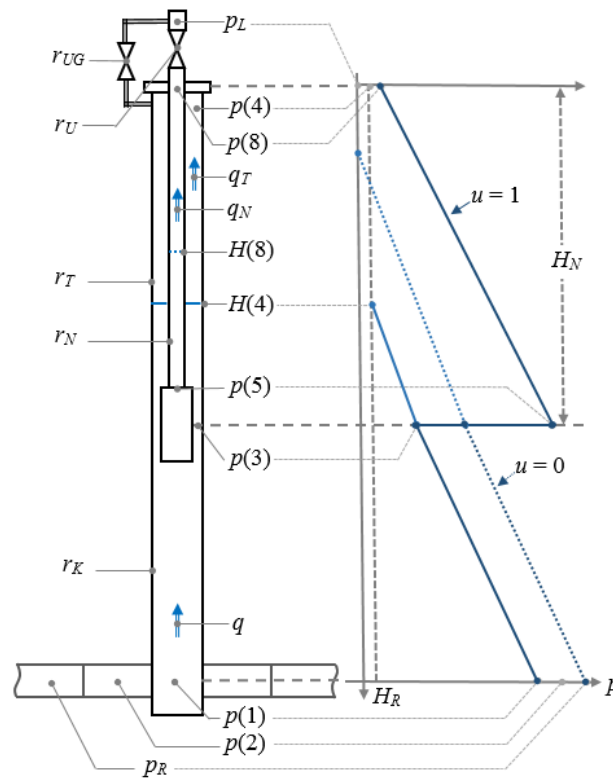


Рис. 1.2. Схема и графики распределения давлений по вертикали для выключенной скважины ($u=0$) и включенной ($u=1$)

Основные параметры модели притока P_R , это:

- H_R – глубина забоя по вертикали, глубину по стволу будем обозначать символом – L , для забоя, это – L_R [м],
- p_R – среднепластовое давление подпора на контуре питания [МПа],
- w_R – коэффициент продуктивности скважины [$\text{м}^3/\text{Мпа} \cdot \text{сут}$],
- γ – удельный вес газожидкостной смеси (ГЖС) средний по стволу скважины [МПа/м], рассчитываемый по выражению:

$$\gamma = (1 - \beta)\gamma_o + \beta\gamma_w,$$

где γ_o – удельный вес газированной нефти, а γ_w – удельный вес воды,

- β – объёмная доля воды в потоке или обводнённость ($\beta \in [0, 1]$).

Параметры подъёмника $\langle P_N, P_K, P_T \rangle$:

- H_N – глубина спуска НКТ или подвески насоса, по вертикали (L_N – по стволу) [м],
- r_N – гидросопротивление НКТ эквивалентное по действию потерям напора на трение (линеаризованная модель, здесь и далее) [сум/м²],
- r_K, r_T – гидросопротивления обсадной колонны (низа) и затрубья (верха). За малостью значений ими часто пренебрегают,
- r_U, r_{GU} – регулируемые гидросопротивления устьевого штуцера и перепускного клапана для стравливания избыточного газа затрубья в нефтесборную сеть,
- p_L – противодавление на устье в нефтесборном коллекторе.

Основные переменные состояния:

- $q(t)$ – объёмный расход ГЖС [м³/сут],
- $p(1,t)$ – давление на забое скважины,
- $p(4,t)$ – давление газовой фазы в ЗТ,
- $p(8,t)$ – давление на выходе НКТ до устьевого штуцера,
- $p(3,t)$ – давление на уровне спуска НКТ.

При включённом насосе ($u = 1$) вводятся дополнительные переменные:

- $p(5,t)$ – давление на выкиде насоса, в этом случае – $p(3,t)$ именуется давлением на приёме,
- $H(4,t)$ – динамический уровень раздела фаз «газ-жидкость» в затрубном пространстве (ЗТ). Если скважина не фонтанирует, аналогичный уровень устанавливается и в НКТ – $H(8,t)$, когда насоса нет или когда он выключен и обратный клапан на выкиде не герметичен.

Идентификатор времени – t устанавливает различие переменных или режимных состояний системы от её параметров, которые считаются постоянными или изменяющимися с очень низкой скоростью. При модельном (вычислительном) анализе равновесных состояний, идентификатор времени никакой иной смысловой нагрузки не несёт. Поэтому, в численных примерах, для упрощения записи и понимания материала, фактор времени t будет опускаться.

Модель притока P_R в условиях действия линейного закона Дарси [], вводится равенством:

$$q(t) = w_R(p_R - p(1,t)) \quad (1.1)$$

Модель сегментов подъёмника $\langle P_T, P_K, P_N \rangle$ устанавливает связь между перепадом давлений по вертикали сегмента и объёмным расходом через него.

Если в пассивном состоянии ($u = 0$) скважина не фонтанирует $q(t) = 0$ и, согласно (1.1) $p(1,t) = p_R$, то модели подъёмников вводятся соотношениями:

$$\begin{aligned} \text{модель ОК и ЗТ: } P_T + P_K, \quad \text{уравнение: } p_R - p(4,t) &= \gamma(H_R - H(4,t)) \\ \text{модель ОК и НКТ: } P_N + P_K, \quad \text{уравнение: } p_R - p(8,t) &= \gamma(H_R - H(8,t)) \end{aligned} \quad (1.2)$$

Т.е. основная компонента потерь напора в подъёмнике, а в этом случае и единственная, это гидростатический вес поддерживаемого столба жидкости плюс устьевые противодействия: $p(4,t)$ и $p(8,t)$. В том случае, если при $u=0$ скважина фонтанирует: $q(t) = q_N(t) + q_T(t) > 0$, то пустоты в подъёмниках исчезают $H(4,t)=H(8,t)=0$, а балансы распределения давлений и токов должны дополняться потерями напора на трение в сегментах конструкции и штуцерах. Линеаризованные модели кинетических потерь напора вводятся следующими равенствами:

$$\begin{aligned} \text{в обсадной колонне: } \Delta p_K &= \gamma \cdot r_K (q_N(t) + q_T(t)) , \\ \text{в НКТ: } \Delta p_N &= \gamma \cdot r_N q_N(t), \\ \text{в затрубье: } \Delta p_T &= \gamma \cdot r_T q_T(t). \end{aligned}$$

На графике рис.1.2 для сегмента НКТ указаны дополнительные потери вследствие возможных солеотложений.

Потери на штуцерах из НКТ и затрубья:

$$\begin{aligned} p(8,t) - p_L &= \gamma \cdot r_U q_N(t) \\ p(4,t) - p_L &= \gamma \cdot r_{GU} q_{ST}(t) \end{aligned} \quad (1.3)$$

Объединяя кинетические потери и гидростатические (1.2), с учётом модели притока (1.1), приходим к балансовым уравнениям скважины с выключенным насосом: $u = 0$

$$\begin{cases} H(8,t) - H_R + (p_R - p_L) / \gamma = (r_N + r_U + r_K + r_R / \gamma) q_N(t) + (r_K + r_R / \gamma) q_T(t) \\ H(4,t) - H_R + (p_R - p_L) / \gamma = (r_K + r_R / \gamma) q_N(t) + (r_T + r_{GU} + r_K + r_R / \gamma) q_T(t) \end{cases},$$

которые описывает два возможных режима.

Скважина не фонтанирует: $q(t) = q_N(t) = q_T(t) = 0$. В этом случае напора пласта не хватает для выталкивания столба жидкости высотой H_R с удельным весом γ и противодействием p_L на дневную поверхность

$$H_R > (p_R - p_L) / \gamma. \quad (1.4)$$

Возможные противотоки из нефтесборной сети блокируются в этом случае обратными клапанами на устье, а в сегментах подъёмника образуются газовые пустоты с уровнями раздела фаз

$$H(8,t) = H(4,t) = H_R - (p_R - p_L) / \gamma. \quad (1.5)$$

Скважина фонтанирует. В этом случае напор на фонтанирование положительный

$$\Delta H_R = (p_R - p_L) / \gamma - H_R > 0.$$

Пустоты заполнены восходящими потоками жидкости $H(8,t) = H(4,t) = 0$, с расходами, удовлетворяющими системе уравнений вида

$$\begin{cases} (r_N + r_U + r_K + r_R / \gamma)q_N(t) + (r_K + r_R / \gamma)q_T(t) = \Delta H_R \\ (r_K + r_R / \gamma)q_N(t) + (r_T + r_{GU} + r_K + r_R / \gamma)q_T(t) = \Delta H_R \end{cases} \quad (1.6)$$

В приведённых выражениях $r_R = 1/w_R$ – гидросопротивление притока, а гидросопротивления сегментов подъёмника рассчитываются по выражениям

$$r_K = \rho_K(H_Z - H_N), \quad r_N = \rho_N H_N, \quad r_T = \rho_T H_N,$$

где ρ_K, ρ_N, ρ_T – удельные гидросопротивления соответствующих сегментов конструкции.

Полученную модель скважины с выключенным насосом ($u = 0$) выпишем отдельно в векторно-матричной форме

$$\begin{bmatrix} r_{12} & r_{22} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} q_N \\ q_T \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 \\ 1 \end{bmatrix} \Delta H_{R+}, \quad H(8,t) = H(4,t) = (-\Delta H_R)_+, \quad (1.7)$$

$$p(1,t) = p_R - r_R(q_N(t) + q_T(t)),$$

$$p(3,t) = p_R - \gamma(H_R - H_N) - (\gamma \cdot r_K + r_R)(q_N(t) + q_T(t)),$$

$$p(4,t) = p_L + \gamma \cdot r_{GU} q_T(t),$$

$$p(8,t) = p_L + \gamma \cdot r_U q_N(t),$$

где $\Delta H_R = (p_R - p_L) / \gamma - H_R$ – ранее отмеченный потенциал напора на фонтанирование, а параметры матрицы рассчитываются следующим образом

$$r_{12} = r_{21} = r_K + \frac{r_R}{\gamma}, \quad r_{11} = r_{12} + r_N + r_U, \quad r_{22} = r_{12} + r_T + r_{GU}.$$

Знак «+» на месте нижнего индекса означает – *положительный полуграфик рассчитываемой функции, т.е.*

$$x_+ = \begin{cases} x, & \text{если } x > 0, \\ 0, & \text{если } x \leq 0. \end{cases}$$

Рассмотренные ниже правила и предположения позволяют конструировать упрощенные модели скважин с выключенным насосом вида (1.7), которые будут использоваться далее в оценочных расчётах.

Построить пример модели означает рассчитать и заполнить таблицу со следующим параметрами:

Табл. 1.1.

Параметрические настройки модели (1.7)

p_R	p_L	w_R / r_R	H_R	H_N	γ_O	γ_w	β	r_U	r_{GU}
МПа	МПа	$\frac{м^3}{МПа \cdot сут}$	м	м	$\frac{МПа}{м}$	$\frac{МПа}{м}$	ед.	$\frac{сут}{м^2}$	$\frac{сут}{м^2}$

Исходные параметры модели и их возможные диапазоны значений сведены в следующую таблицу:

Табл. 1.2.

Рекомендуемые значения параметров модели

№	Наименование, обозначение	Единица измерения	Величина, диапазон	Правила и пояснения
1	2	3	4	5
1	Глубина забоя, H_R	m	2000 ÷ 4500	Первая назначаемая величина.
2	Удельный вес, γ	$МПа/м$	0,0065 ÷ 0,012	$\gamma = (1 - \beta)\gamma_o + \beta\gamma_w$, $\beta \in [0, 1]$ – обводнённость $\gamma_o > 0,0065$ – нефть газированная $\gamma_w < 0,012$ – вода минер.
3	Удельный вес газа в нормальных термобарических условиях, γ_{G0}	$МПа/м$	0,000008	$\gamma_{G0} = \chi_G p_0$, $\chi_G = 0,00008$, где $p_0 \approx 0,1$ – атмосферное давление.
4	Давление пласта, p_R	$МПа$	$(0,7 \div 0,95)\bar{p}_R$	$\bar{p}_R = p_0 + \gamma_w H_R$ – верхняя граница давления в пласте
5	Объёмный расход, q	$m^3/сут$	20 ÷ 300	$q < 50$ – малodeбитная скважина, $q > 150$ – высокодебитная скважина.
6	Коэффициент продуктивности, w_R , ($r_R = 1/w_R$)	$\frac{m^3}{МПа \cdot сут}$	2 ÷ 25	Гидросопротивление притока, $r_R \in [0,04; 0,5]$.
7	Давление в нефтесборнике, p_L	$МПа$	0,5 ÷ 2,5	
8	Глубина подвески, H_N	m	$(0,3 \div 0,9)H_R$	Определяется по условиям упреждения срыва подачи.
9	Гидросопротивления уст. штуцеров: r_U r_{GU}	$сут/m^2$	1,5 ÷ 3,5 1,5 ÷ 12	В открытом состоянии. $r_U, r_{GU} = 0,05$, в закрытом $r_U, r_{GU} \rightarrow \infty$.
10	Удельные гидросопротивления сегментов подъёмника, ρ_N ρ_T ρ_K	$сут/m^3$	0,0008 0,0004 0,0002	$r_N = 1,6$; при $H_N = 2000$, $r_T = 0,8$; при $H_N = 2000$, $r_K = 0,2$; при $H_R = 3000$.
11	Газовый фактор, G	m^3/m^3	0 ÷ 300	

Скважина с погружным электро-центробежным насосом

Рассмотренная ранее модель и результаты вычислительного анализа скважины без насоса или с выключенным насосом указывают на две

естественные причины снижения и постепенного прекращения подачи $q(t) = q_N(t) + q_T(t) > 0$ в систему нефтесбора. Это:

- постепенное утяжеление γ столба восходящего потока жидкости, за счёт роста объёмной доли попутной воды β ,
- постепенное снижение среднепластового давления p_R по мере истощения залежи, даже в условиях непрерывного заводнения.

Именно эти обстоятельства, плюс экономические факторы - объёмы ликвидности нефти на внутренних и внешних рынках, обуславливают интенсификацию нефтедобычи, в том числе, и за счёт перехода на механизированные технологии эксплуатации скважин.

Перейдём к конструированию модели скважины с включённым ($u(t) = 1$) ЭЦН. Согласно рис. 1.2, картина распределения давлений по вертикали существенно меняется. Прямая падения давления к устью в остановленной скважине ($u(t) = 0$), в случае работающего насоса ($u(t) = 1$) терпит разрыв на уровне подвески насоса H_N . Давление у приема $p(3,t)$ смещается влево, обеспечивая предписанную производительность $q(t)$, за счёт увеличения депрессии в модели притока (1.1)

$$q(t) = w_R (p_R - p(1,t)) = w_R (p_R - p(3,t) - \gamma(H_R - H_N + r_K q(t))),$$

или, выделяя $p(3,t)$, с учетом равенства $r_R = 1/w_R$ можно записать

$$p(3,t) = p_R - \gamma(H_R - H_N) - (r_R + \gamma \cdot r_K) \cdot q(t) \quad (2.1)$$

Правая точка разрыва – напор создаваемый насосом на выкиде $p(5,t)$, обеспечивает нужный потенциал давления на устье для прокачки объёмного расхода $q_N(t)$ через устьевой штуцер в линейную сеть нефтесбора с противодавлением p_L . Соответствующее балансовое соотношение для $p(5,t)$ имеет вид

$$p(5,t) = p_L + \gamma(H_N + (r_N + r_U) \cdot q_N(t)). \quad (2.2)$$

Приведённые балансовые соотношения устанавливают режимную точку работы ЭЦН на графике напорной характеристики насоса

$$\langle q_N, h_N \rangle = \langle q, (p(5) - p(3))/\gamma \rangle. \quad (2.3)$$

Остается только выяснить, а есть ли такие насосы, которые при заданном расходе – q_N обеспечивают рассчитанный в метрах водяного столба напор – h_N ? Кроме того, в приведённом выводе предполагается, что весь приток q прокачивается через насос и НКТ, т.е. $q = q_N$, а $q_T(t) \equiv 0$. Всегда ли это так?

Первый вопрос связан с детализацией описания модели насоса – P_N , который в практике проектирования задаётся графиками свих рабочих характеристик для комплектующих ступеней, как на рис. 6.1. На графиках выделяются точки $\langle q^0, h^0, N^0 \rangle$, соответствующие максимальному КПД $\sim 0,5$ системы, т.е. точки номинального (предпочтительного) режима

эксплуатации. Типоразмер насоса, подбираемый по данным расчёта рабочей точки (2.3), должен возможно ближе подходить под номинальную производительность: $q_N \approx q^0$, а желаемый напор должен обеспечиваться сборкой сочленяемых ступеней $h_N \approx h^0 = n_c \cdot h_c^0$. Точное равенство между расчетными значениями и номинальными параметрами производимой номенклатуры изделий достичь не всегда возможно. Да на практике этого и не требуется. Принадлежность рабочей точки – q_N рекомендуемой по паспорту рабочей зоне (см. рис. 2.1) – вполне достаточно для обеспечения комфортных условий эксплуатации погружного оборудования.

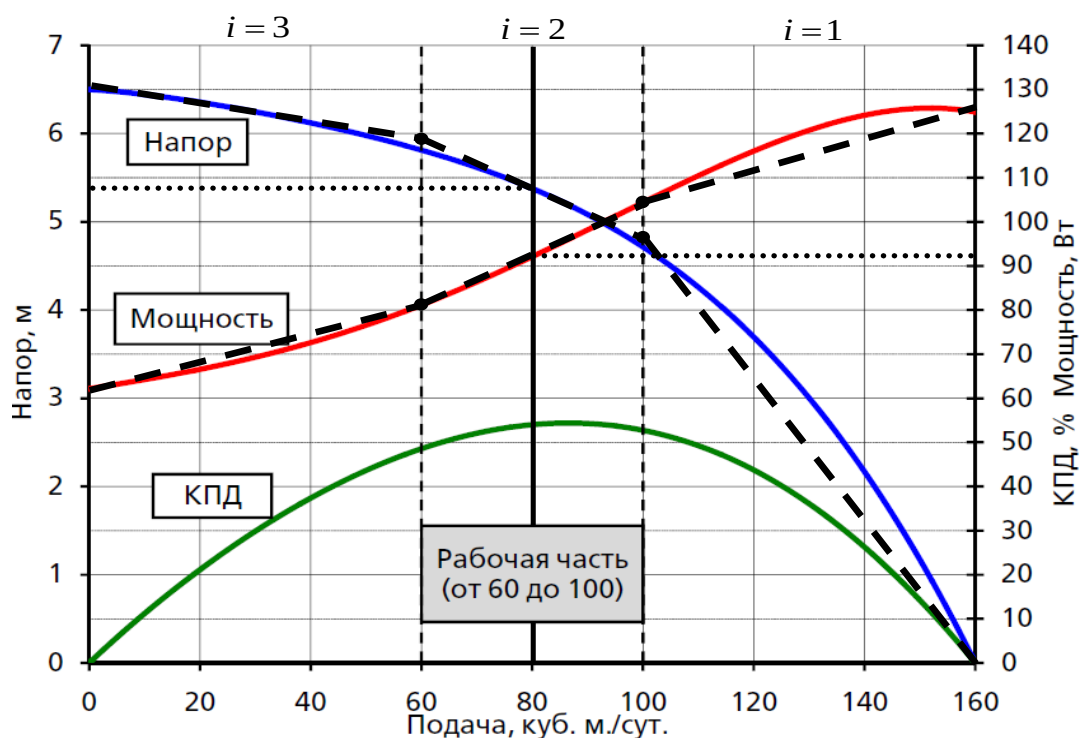


Рис. 2.1. Рабочие характеристик ступеней насосов по паспорту изделия, (h_c – напор ступени в метрах водяного столба, N_1 – потребляемая мощность в Вт).

Вследствие отмеченной неточности подбора ЭЦН – новый режим работы будет отличаться от ранее рассчитанного (2.1 ÷ 2.3). Рассмотрим алгоритм расчёта режимных состояний системы для выбранного типоразмера насоса $\langle q^0, h^0 \rangle$. Для этого, графическую модель рабочих характеристик насоса переведем в приближённую аналитическую форму, путём аппроксимации графиков кусочно-линейными функциями, подобно пунктирам на рис. 2.1, и осуществим нормирование графиков, разделив шкалы координат на номинальные значения, т.е. q_N на q^0 , h_N на h^0 , а N на N^0 . В результате, искомая аналитическая форма представления модели частотно регулируемого электронасоса P_p может быть записана в следующем виде

$$\begin{aligned}
h_N(t) &= u(t)\omega(t)h^0 \left(\omega(t)\lambda_0(i) - \lambda_1(i) \frac{q_N(t)}{q^0} \right), \\
N(t) &= u(t)\omega(t)^2 N^0 \left(\omega(t)\lambda_2(i) + \lambda_3(i) \frac{q_N(t)}{q^0} \right), \\
i &= \begin{cases} 1, & \text{если } q_N \in \omega(t)q^0 [qN(2), qN(1)], \\ 2, & \text{если } q_N \in \omega(t)q^0 [qN(3), qN(2)], \\ 3, & \text{если } q_N \in \omega(t)q^0 [0, qN(3)]. \end{cases}
\end{aligned} \tag{2.4}$$

Здесь i – номер линейного участка графика, $\omega(t)$ – относительная частота питающего напряжения с типовым рабочим диапазоном регулировок $\omega(t) \in [0,7;1,3]$.

Нормированный график кусочно-линейной аппроксимации напорной и мощностной характеристик насоса и их параметрические настройки $\lambda_0(i), \lambda_1(i), \lambda_2(i), \lambda_3(i), qN(i)$ представлены таблицей на рис. 2.2.

i	1	2	3
qN	5/3	4/3	2/3
λ_0	10/3	2	3/2
λ_1	2	1	1/4
λ_2	$1-3\eta_0$	$1-0.6\eta_0$	$1-\eta_0$
λ_3	$2.4\eta_0$	$0.6\eta_0$	$1.2\eta_0$

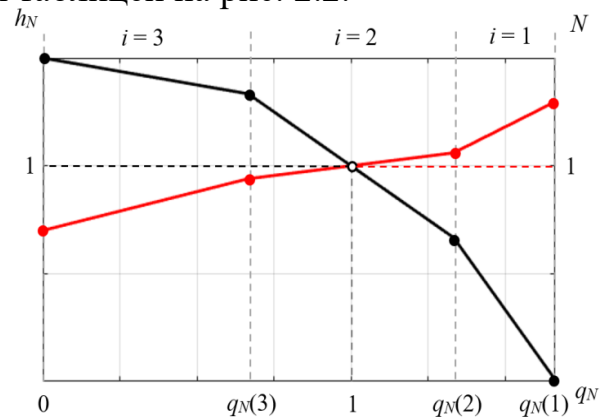


Рис. 2.2. Кусочно-линейная аппроксимация нормированных рабочих характеристик насоса и таблица их параметров (2.4), $\eta_0 = 0.3$.

Перевод механических характеристик насоса из графических образов справочной документации в аналитические расчётные соотношения необходимо для реализации любых вычислительных процессов моделирования, проектирования и анализа. Предложенная кусочно-линейная форма представления (2.4) модели насоса – P_p удобна для задач аналитического вывода. В данном представлении параметры $\lambda_0(i), \lambda_1(i), \lambda_2(i), \lambda_3(i), qN(i)$ «отвечают» за конфигурацию исходных кривых, а пара $\langle q^0, h^0 \rangle$ за типоразмер подбираемой установки. Конфигурации графических характеристик насосов во многом схожи, поэтому в схемах первичного анализа и синтеза, параметры нормированных моделей могут заимствоваться из таблицы рис. 2.2. Сложность задач конструирования напрямую зависит от числа параметрических настроек синтезируемой системы. В случае (2.4) подбираются всего лишь две настройки – $\langle q^0, h^0 \rangle$.

Для вычисления производительности СС в предположении $q_T = 0$, воспользуемся балансовым равенством: «напор насоса» = «нагрузка» вида

$$h_N(t) = \frac{p(5,t) - p(3,t)}{\gamma},$$

которое, с учётом подстановок из (2.1 ÷ 2.4), запишется следующим образом

$$\begin{aligned} u(t) \omega(t)^2 h^0 \lambda_0(i) - u(t) \omega(t) \frac{h^0}{q^0} \lambda_1(i) q_N(t) = \\ = \frac{p_L - p_R}{\gamma} + H_R - \left(r_N + r_U + r_K + \frac{r_R}{\gamma} \right) q_N(t). \end{aligned} \quad (2.5)$$

Отсюда следует искомый результат

$$q_N(t) = \left(\frac{u(t) \omega(t)^2 h^0 \lambda_0(i) - H_R + (p_R - p_L) / \gamma}{u(t) \omega(t) \frac{h^0}{q^0} \lambda_1(i) + r_N + r_U + r_K + \frac{r_R}{\gamma}} \right)_+.$$

или с учётом обозначений (2.7), можно записать

$$q_N(t) = \left(\frac{u(t) \omega(t)^2 h^0 \lambda_0(i) + \Delta H_R}{u(t) \omega(t) \frac{h^0}{q^0} \lambda_1(i) + r_1} \right)_+, \quad (2.6)$$

где $\Delta H_R = (p_R - p_L) / \gamma - H_Z$, определённый ранее потенциал напора на фонтанирование, а параметр r_1 имеет представление

$$r_1 = r_{12} + r_N + r_U, \quad r_{12} = r_K + \frac{r_R}{\gamma}.$$

Здесь также, знак «+» на месте нижнего индекса указывает на упреждение возможных противотоков $q_N(t) < 0$ при выключении скважины ($u(t) \rightarrow 0$). Противотоки из нефтесборника блокируются устьевыми обратными клапанами, а из НКТ – обратным клапаном на выкиде насоса.

Перейдем к определению модели затрубного пространства P_T , когда $q_T(t) = 0$.

В данном предположении, модель затрубья (ЗТ) – это алгоритм вычисления динамического уровня $H(4,t)$ работающей скважины. Заметим, в отличие от остановленной скважины (2.5), где схемы поведения $H(4,t)$ и $H(8,t)$ однотипны, в условиях работающей скважины $q_N(t) > 0$, уровень $H(8,t)$ всегда ноль по определению, а уровень в ЗТ всегда $H(4,t) > 0$, если нет затрубного фонтанирования $q_T(t) = 0$. Согласно (2.3), при $q_T(t) = 0$, имеем $p(4,t) = p_L$. Однако давление в затрубье работающей скважины на практике выше линейного: $p(4,t) > p_L$. Данный факт объясняется наличием потока газовой фазы в ЗТ, который стравливается

через перепускной клапан в линию. Попутный газ – есть следствие разгазирования нефти по мере снижения давления от забоя к устью. Избыток свободного газа $\beta_G(3,t) > \beta_G^{sp}$ на первой ступени центробежного насоса приводит к предаварийной ситуации – *срыву подачи* (СП). Это первое обстоятельство, связанное с контролем выхода на СП. Здесь $\beta_G(3,t)$ – объёмная доля газа в потоке ГЖС у первой ступени, а β_G^{sp} – её предельный уровень, при котором сохраняется подача. Для упреждения данной ситуации, современные погружные системы обустраиваются газосепараторами, способные до 75% доли свободного газа у приёма насоса $\beta_G(3,t)$ сбрасывать в затрубное пространство. Именно этот газ и создаёт дополнительный подпор в затрубье. В отличие от (2.6) в данных условиях имеем

$$p(4,t) = p_L + r_{GU} k_C m_G(3,t), \quad (2.7)$$

где

- k_C – коэффициент сепарации,
- $m_G(3,t) = \phi_G(3) \Upsilon_G q$ – масса (вес), газа вышедшего в свободное состояние у приёма насоса,
- $\Upsilon_G = (1 - \beta) \gamma_{G0} G$ – весовая оценка газа, в которой:
- $1 - \beta$ – доля нефти в потоке,
- γ_{G0} – удельный вес газа в нормальных термобарических условиях,
- G – газовый фактор, определяющий объём свободного газа, выделяющийся из единицы объёма нефти в нормальных термобарических условиях (НТБ).

Весовая доля разгазирования нефти при давлении $p(3,t)$ оценивается функцией $\phi_G(3)$.

В условиях (2.7) модель P_T , приобретает вид

$$p(3,t) = p_L + \gamma(H_N - H(4,t)) + r_{GU} \Upsilon_G k_C \phi_G(3) q_N(t) .$$

Добавляя модель низа колоны P_K с учётом (2.1), приходим к выражению

$$p_R - p_L - \gamma(H_R - H(4,t)) - (r_{GU} \Upsilon_G k_C \phi_G(3) + \gamma \cdot r_K + r_R) q_N(t) = 0 ,$$

из чего следует искомый результат

$$H(4,t) = \left[H_R - \frac{1}{\gamma} (p_R - p_L) + \left(\frac{1}{\gamma} (r_{GU} \Upsilon_G k_C \phi_G(3) + r_R) + r_K \right) q_N(t) \right]_+ .$$

или с учётом (2.7)

$$H(4,t) = \left[\left(\frac{1}{\gamma} r_{GU} \Upsilon_G k_C \phi_G(3) + r_{12} \right) q_N(t) - \Delta H_R \right]_+ . \quad (2.8)$$

Второе обстоятельство, определяющее выход системы в предаварийное состояние СП, связано с опасностью приближения динамического уровня $H(4,t)$ в ЗТ к уровню подвески H_N , что может быть следствием роста давления в ЗТ – $p(4,t)$ при перекрытии перепускного клапана r_{GU} (7.1) или по другим причинам. Отношение $H(4,t) \rightarrow H_N$ эквивалентно по действию оголению приёмной сетки и вторичным захватом газ из ЗТ. Для упреждения подобной ситуации вводится второе условие

$$H_N - H(4,t) > h^{sp}, (h^{sp} \geq 100 \text{ м}), \quad (2.9)$$

устанавливающее минимально необходимый уровень погружения ЭЦН под динамический уровень в период работы. Именно данный фактор является основным при расчёте и последующим выборе глубины подвески насоса

$$H_N > h^{sp} + \max(H(4,t)). \quad (2.10)$$

Как и в случае (2.6), полученную модель скважины P_{CC} , с работающим частотно регулируемым ЭЦН ($u(t) = 1$), в условиях, когда $q_T(t) = 0$ и $H(8,t) = 0$, выпишем в виде системы уравнений, разрешённой относительно вектора состояния системы

$$\begin{aligned} q_N(t) &= \left(\frac{u(t) \omega(t)^2 h^0 \lambda_0(i) + \Delta H_R}{u(t) \omega(t) \frac{h^0}{q^0} \lambda_1(i) + r_1} \right)_+, \\ i &= \arg\{q_N(t) \in \omega(t) q^0 [qN(i+1), qN(i)]\}, \\ H(4,t) &= \left[\left(\frac{1}{\gamma} r_{GU} \Upsilon_G k_G \phi_G(3) + r_{12} \right) q_N(t) - \Delta H_R \right]_+, \\ p(1,t) &= p_R - r_R q_N(t) \\ p(3,t) &= p_R - \gamma(H_R - H_N) - (r_R + \gamma \cdot r_K) q_N(t), \\ p(5,t) &= p_L + \gamma(H_N + (r_N + r_U) q_N(t)), \\ p(4,t) &= p_L + r_{GU} \Upsilon_G k_G \phi_G(3) q_N(t), \\ p(8,t) &= p_L + \gamma \cdot r_U q_N(t). \end{aligned} \quad (2.11)$$

Перейдем к задачам вычислительного анализа и синтеза режимных состояний на основе модели (2.11). На основе табл. 1.3, 1.4 и результатов расчёта табл. 1.5 (Тема 1), параметры новой модели введём таблицами с дополнительными столбцами.

Табл. 2.1

Параметры общие для всех вариантов

p_L	γ_O	γ_w	r_U	$\phi_G(3)$	γ_{G0}	k_C
-------	------------	------------	-------	-------------	---------------	-------

$МПа$	$\frac{МПа}{м}$	$\frac{МПа}{м}$	$\frac{сум}{м^2}$	-	$\frac{МПа}{м}$	-
1,5	0,0068	0,0109	2	0,4	0,000008	0,7

Табл. 2.2.

Параметры модели по вариантам

№ вар.	q_0	$H(4)$	r_R	γ	H_R	H_N	r_{GU}	G
	$\frac{м^3}{сум}$	$м$	$\frac{МПа \cdot сум}{м^3}$	$\frac{МПа}{м}$	$м$	$м$	$\frac{сум}{м^2}$	$\frac{м^3}{м^3}$
<i>пример</i>	12	220	0,1	0,008	3000	2000	10	100
1	10	150	0,08	0,0072	3000	2000	5	200
2			0,12					
3			0,15					
4	15	100	0,08	0,007	2800	1500	10	200
5			0,12	0,008				
6			0,15	0,0085				
7	5	300	0,1	0,0075	2500	1500	12	100
8				0,0085				
9				0,009				
10	10	200	0,05	0,008	3500	2000	5	250
11			0,1					
12			0,2					
13	15	100	0,1	0,007	3300	2000	15	150
14			0,2					
15			0,15					

Табл. 2.3

Результаты расчёта скважины при $u = 0$

№	β	r_{12}	r_1	r_{22}	p_R	q_N	q_T	ΔH_R	$p(1)$	$p(3)$
	<i>ед.</i>	-	-	-	$МПа$	$\frac{м^3}{сум}$	$\frac{м^3}{сум}$	$м$	$МПа$	$МПа$
<i>есть</i>	0,293	12,7	16,3	23,5	27	9	3	185	25,8	17,78
<i>нет</i>	0,293	12,7	16,3	23,5	23,74	0	0	-220	27	19

Оформление пояснительной записки

Записка должна быть выполнена с использованием компьютера и принтера на одной стороне листа белой бумаги формата А4.

Цвет шрифта должен быть черным, высота букв, цифр и других знаков — не менее 1,8 мм (14 кегль).

Междустрочный интервал – полуторный (для таблиц допускается одинарный), тип шрифта – Times New Roman, абзацный отступ – 1,25 см, выравнивание по ширине текста.

Текст записки следует печатать, соблюдая следующие размеры полей:

- правое - 20 мм;
- верхнее - 20 мм;
- левое - 30 мм;
- правое - 10 мм.

Каждый пункт, подпункт и перечисления записывают с красной строки.

Содержание, список сокращений, введение, заключение, список использованных источников следует начинать с новой страницы прописными буквами.

Список использованных источников должен содержать порядковый номер, который в тексте записки (в месте его упоминания) следует приводить в квадратных скобках ([]).

Применяемые формулы и справочные данные обязательно должны иметь ссылки на источники их получения.

Схемы, рисунки, графики и тому подобное должны быть единообразными по оформлению и размещаться по тексту сразу же после ссылки на них.

Таблицы и рисунки имеют сквозную нумерацию и сопровождаются краткой надписью. Допускается нумерация таблиц и рисунков в пределах раздела.

Нумерация таблиц размещается в левом верхнем углу в одну строку через тире с названием таблицы. Заголовки граф и строк следует писать с прописной буквы.

Рисунки следует располагать в работе непосредственно после текста, в котором они упоминаются впервые, или на следующей странице.

Рисунки должны иметь название, которое помещают под рисунком, ниже помещают поясняющие данные (подрисуночный текст).

Рисунок обозначается словом «Рисунок», которое ставится перед поясняющими данными. Если нумерация производится в пределах раздела, например, Рисунок 1.2., то цифра 1 - номер раздела, цифра 2 - порядковый номер рисунка.

Страницы в пояснительной записке должны иметь сквозную нумерацию, начиная с титульного листа (на титульном листе номер страницы не ставится), включая все страницы с рисунками, таблицами, приложениями. Нумерация страниц указывается внизу в рамках.

Приложения оформляются как продолжение пояснительной записки на последующих страницах. Каждое приложение следует начинать с новой страницы с указанием наверху по центру страницы прописными буквами

слова «ПРИЛОЖЕНИЕ», обозначенное буквами, например «ПРИЛОЖЕНИЕ А, Б, В, Г, Д, Е, Ж, И, К, Л, М» (за исключением букв Ё, З, Й, О, Ч, Ъ, Ы, Ъ).

Каждое приложение сопровождается заголовком.

Пояснительная записка должна быть выполнена согласно требованиям единой системы конструкторской документации (ЕСКД), ГОСТ 2.105-95 (Общие требования к текстовым документам), ГОСТ 2.106-96 (текстовые документы), ГОСТ 2.104-2006 (Основные надписи). Примеры оформления страниц пояснительной записки представлены в приложении Б.

При акцентировании внимания на определенных терминах, формулах, теоремах, разрешается использовать полужирный шрифт.

Опечатки, описки и графические неточности, обнаруженные в процессе подготовки отчета, допускается исправлять подчисткой или закрашиванием белой краской и нанесением на том же месте исправленного текста (графики) машинописным способом или черными чернилами, пастой или тушью — рукописным способом.

Повреждения листов текстовых документов, пометки и следы не полностью удаленного прежнего текста (графики) не допускаются.

Фамилии, названия учреждений (организаций) и другие имена собственные в тексте пояснительной записки приводят на языке оригинала. Допускается указывать имена собственные и приводить названия учреждений (организаций) в переводе на русский язык с добавлением (при первом упоминании) оригинального названия. Имена следует писать в следующем порядке: фамилия, имя, отчество или — фамилия, инициалы через пробелы, при этом не допускается перенос инициалов отдельно от фамилий.

Не допускаются сокращения следующих слов и словосочетаний: «так как...», «так называемый...», «таким образом...», «так что...», «например...».

Пояснительная записка выводится на печать, переплетается пружиной с прозрачной обложкой либо в мягкую обложку.

2. ЗАДАНИЯ

Список примерных заданий к курсовой работе по дисциплине «Моделирование объектов и систем управления»

1. Модель, вычислительная схема и программа анализа снижения производительности скважины с ЭЦН при вариациях пластовых условий (p_R, w_R, β) .
2. Модель, вычислительная схема и программа анализа частотной стабилизации производительности скважины с ЭЦН с контролем газового фактора у первой ступени (ухудшение пластовых условий).
3. Модель, вычислительная схема и программа анализа термобарических состояний скважины при солеотложениях в НКТ.
4. Графо-аналитический конструктор модели скважины.
5. Расчёт производительности Q_M и параметров обустройства $\langle q^0, h^0, H_N \rangle$ при заданном показателе функциональной устойчивости.
6. Оценка эффективности управления периодами очистки подъёмника от солей.
7. Идентификация параметров притока: p_R, w_R по контролю расхода $q(k)$ и давления $p(3, k)$ у приёма ЭЦН в режиме пробных частотных возмущений.

3. СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Андреев Е. Б., Попадьюко В. Е. Технические средства систем управления технологическими процессами в нефтяной и газовой промышленности [текст]: Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2004. – 272 с.

2. Густав Олссон, Джангуидо Пиани. Цифровые системы автоматизации и управления [текст]: 3-е изд., перераб. и доп. – СПб.: Невский Диалект, 2001. – 557 с.

3. Парр Э. Программируемые контроллеры: руководство для инженера [текст]: / Э. Парр; перевод. 3-го англ. изд. – М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2007. – 516 с.

