

Разработка и использование гидродинамических моделей скважинных систем, оборудованных установками погружных электроцентробежных насосов

Гидродинамическая модель, описывающая в виде системы дифференциальных уравнений процессы гидродинамики в системе пласт-насос-подъемник-устьевой коллектор, позволяет оценить изменение пластовых факторов и диагностировать нарушения гидростатического состояния скважинной системы, что является основанием для выбора алгоритма управления режимами эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, и режимами эксплуатации месторождения в целом.

Установки погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН) в настоящее время и в перспективе являются одним из основных средств механизированной добычи нефти. Значительную актуальность для нефтедобывающих предприятий, в том числе Тюменского региона, имеет проблема обеспечения длительной и надежной работы УЭЦН. Поэтому создание эффективных методов диагностики, позволяющих своевременно определить эксплуатационные параметры и причины отказа скважинного оборудования, представляет определенный интерес. Один из таких методов основан на использовании гидродинамических моделей скважинных систем (СС), оборудованных УЭЦН.

Судя по публикациям в периодике, уровень использования современных информационных технологий ведущими нефтяными компаниями России неуклонно растет. На нефтепромыслах внедряются мощные системы управления на базе современных измерительных средств и мощных микропроцессорных контроллеров. Однако задачи, решаемые такими системами, как правило, сводятся к сбору информации и передаче ее на верхний уровень управления. Создание эффективных методов и алгоритмов управления позволит в полной мере использовать вычислительные мощности управляющего оборудования и получить значительный экономический эффект за счет разумного использования получаемой информации.

В настоящее время имеется ряд разработок, предлагающих оценивать работу СС по значению отдельных факторов или группы факторов (вибрации оборудования, температуры обмоток погружного электродвигателя, ток нагрузки и т. д.). Однако ни одна из предлагаемых методик не позволяет сделать комплексную оценку с учетом условий залегания пласта, меняющихся в процессе эксплуатации, и текущего состояния погружного оборудования в зависимости от условий эксплуатации. Такие возможности предоставляет методика, основанная на использовании гидродинамических моделей скважинных систем с УЭЦН.

Скважинная система как объект управления

Исходными положениями о назначении скважинных систем являются следующие:

1. Скважина в системе нефтедобычи является главным исполнительным звеном системы управления и регулирования.
2. Скважина является основным источником информации о залежи.
3. Скважина — сложный объект управления. Модели скважины — это нелинейные дифференциальные уравнения с распределенными параметрами.

СС в системе эксплуатации должна удовлетворять ряду противоречивых требований. С одной стороны, скважина должна в максимальной степени соответствовать структуре пласта и проектируется таким образом, чтобы скважинное оборудование работало в комфортных условиях, с другой стороны, скважина должна создавать напоры на устьях, которые удовлетворяют гидродинамическим требованиям наземных служб.

В условиях нестабильности пластовых параметров либо при изменении режима эксплуатации со стороны служб главного геолога возникает необходимость регулирования СС. При этом принятие решения по регулированию является компромиссным между обеспечением максимальной производительности и продлением срока службы оборудования. Можно перечислить следующие факторы, влияющие на принятие данного решения: остаточный ресурс скважины, значимость скважины в системе разработки месторождения, производственные мощности ремонтных служб, уровень запаса скважинного оборудования и его стоимость, сезонные условия эксплуатации.

Алгоритм принятия решения, как правило, следующий:

1. Производится диагностика СС, в результате чего оцениваются ненормальные условия эксплуатации.
2. Определяется цель — чему отдать предпочтение (производительности либо более комфортным условиям работы оборудования).
3. Решается задача идентификации, то есть оцениваются причины вывода СС из номинальных условий эксплуатации.

4. Определяется режим эксплуатации.

При обосновании режима работы СС с УЭЦН всегда подразумевается, что управление работой СС направлено на компенсацию негативных факторов, но сами факторы при этом не устраняются. Все режимы эксплуатации в неноминальных условиях всегда хуже номинальных. Но можно говорить об оптимальном режиме в наихудших условиях. Смена режима эксплуатации скважины может повлиять на режимы эксплуатации близлежащих скважин, гидро- и энергосвязанных с данной.

Следует отметить, что СС не ориентированы на законы оперативного управления, традиционные для многих промышленных систем. Однако в неноминальных условиях эксплуатации на скважинах могут применяться методы непрерывного регулирования [1, 7], такие как регулирование устьевым штуцером, регулирование напряжения в пределах шкал отпаяк вторичной обмотки трансформатора. Более широкие возможности по управлению СС предоставляет регулирование частоты вращения погружного электродвигателя посредством тиристорного преобразователя. Однако этот метод применяют лишь для наиболее «ценных» скважин. В данной статье будем рассматривать ситуацию, когда применение тиристорного преобразователя невозможно, например по экономическим соображениям.

Могут также использоваться режимы периодической эксплуатации.

Важно отметить, что любые режимы управления СС предполагают полный расход ресурса погружного оборудования.

Таким образом, правильно спроектированной и работающей в номинальных условиях СС оперативно управлять нет необходимости. Такая необходимость возникает лишь при переходе в неноминальный режим. Алгоритмы управления могут строиться на основе диагностических оценок работы СС, полученных с помощью гидродинамической модели [2, 4, 5].

Гидродинамическая модель СС, оборудованной УЭЦН

Построение гидродинамической модели СС

При построении гидродинамической модели используется диаграмма распределения давления по вертикали в скважине с УЭЦН [3, 6], представленная на рис. 1. Ставя задачу объединить различные компоненты СС, приведем анализ линеаризованной модели, в которой не учитываются нелинейности, возникающие вследствие проявления газлифтного эффекта в колонне насосно-компрессорных труб (НКТ).

Модель притока в динамическом режиме для одной отдельно взятой скважины можно записать в виде

$$T_3 \frac{dq_3(t)}{dt} + P_3(t) = P_{пл} - \frac{\rho g}{k_{пр}} q_1, \quad (1)$$

где T_3 — постоянная времени притока; $P_{пл}$ и P_3 — пластовое и забойное давления; g — ускорение свободного падения; ρ — плотность жидкости в эксплуатационной колонне; $k_{пр}$ — коэффициент продуктивности; q_1 — приток к приемной сетке насоса снизу.

При пуске скважины ее дебит можно рассматривать как сумму притоков из верхней (над уровнем подвески насоса) и нижней (под уровнем подвески насоса) частей скважины:

$$q(t) = q_1(t) + q_в(t), \quad (2)$$

где $q_в(t)$ — приток из верхней части; $q_н(t)$ — приток из нижней части.

Приток сверху есть скорость уменьшения объема $V_в$ столба жидкости верхней части скважины от статического состояния до динамического:

$$q_в(t) = -\frac{\partial V_в(t)}{\partial t} = -\frac{\partial (S_0(h_1 - h_д(t)))}{\partial t}, \quad (3)$$

где S_0 — площадь кольцевого сечения между обсадной колонной и НКТ; h_1 — глубина подвески насоса; $h_д(t)$ — динамический уровень в скважине.

Падение давления от приемной сетки насоса до верха скважины можно определить как

$$P_{вх}(t) - P_0 = \rho g(h_1 - h_д(t)), \quad (4)$$

где $P_{вх}(t)$ — давление у приемной сетки насоса; P_0 — давление на буфере.

Падение давления от забоя до приемной сетки насоса определим как

$$P_3(t) - P_{вх}(t) = \rho g(h_3 - h_1), \quad (5)$$

где h_3 — глубина скважины.

Объединив (1)–(5), получим динамическую модель для нижней части скважины, или модель «низа»:

$$\left(T_0 + \frac{S_0}{k_{\text{пр}}}\right) \frac{dP_{\text{вк}}(t)}{dt} + P_{\text{вк}}(t) = P_{\text{пл}} - \rho g(h_0 - h_1) - \frac{\rho g}{k_{\text{пр}}} q_1(t). \quad (6)$$

Разность устьевого давления и давления в нефтесборном коллекторе пропорциональна гидравлическому сопротивлению устьевого штуцера:

$$P_Y(t) - P_{\text{л}} = \rho g r_{\text{ш}} q(t), \quad (7)$$

где $P_Y(t)$ — давление на устье скважины; $P_{\text{л}}$ — давление в коллекторе; $r_{\text{ш}}$ — сопротивление штуцера.

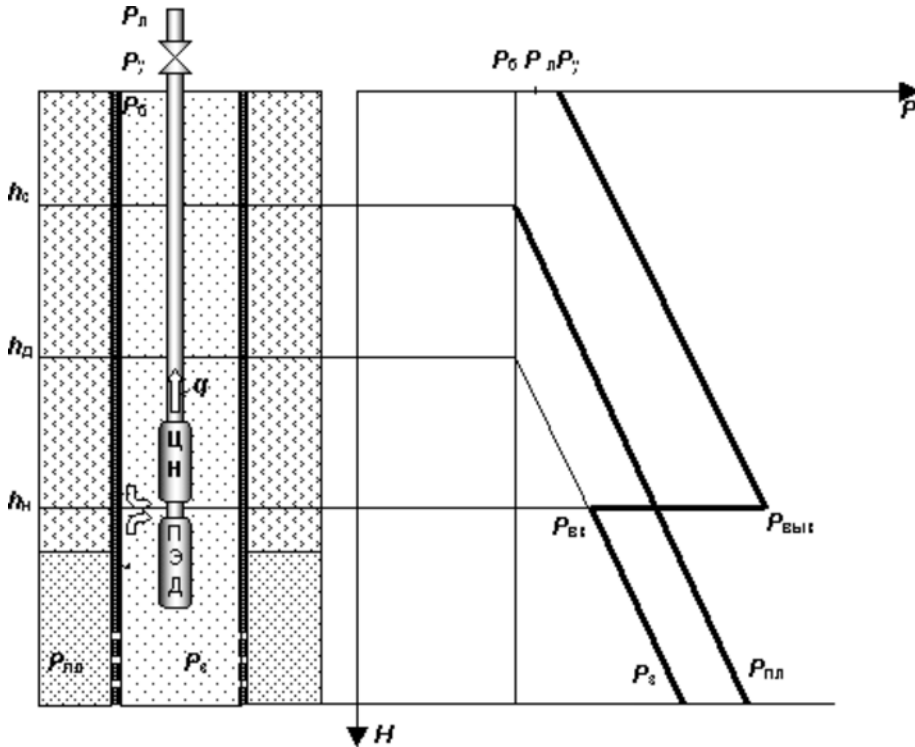


Рис. Распределение давлений по вертикали в скважине, оборудованной УЭЦН

P_Y — давление на устье скважины; $P_{\text{л}}$ — давление в нефтесборном коллекторе; P_0 — буферное давление; $P_{\text{вк}}$ — давление на приемной сетке центробежного насоса; $P_{\text{вх}}$ — давление на выходе насоса; $P_з$ — давление в забое; $P_{\text{пл}}$ — пластовое давление; h_n — глубина подвески насоса; h_c — статический уровень в остановленной скважине; h_d — динамический уровень; q — дебит скважины; q_n — приток снизу насоса; $q_в$ — приток сверху.

Падение давления от выхода насоса до устья скважины определим как

$$P_{\text{вх}}(t) - P_Y(t) = \rho g h_1, \quad (8)$$

где $P_{\text{вх}}(t)$ — давление на выходе насоса.

Перепад давления на насосе можно определить как

$$P_{\text{вх}}(t) - P_{\text{вк}}(t) = \rho g H_{\text{н}}(q), \quad (9)$$

где $H_{\text{н}}(q)$ — напор в метрах водяного столба, создаваемый насосом.

Из (7), (8) и (9) получим

$$P_{\text{вк}}(t) = P_{\text{л}} + \rho g h_1 + \rho g r_{\text{ш}} q(t) - \rho g H_{\text{н}}(q). \quad (10)$$

Напорная характеристика насоса аппроксимируется полиномом второго порядка

$$H_1(q) = (1 - S)^2 \alpha_0' + (1 - S) \alpha_1' q(t) - \alpha_2' q^2(t), \quad (11)$$

где учитывается скольжение S двигателя, а также параметры перекачиваемой жидкости

$$\alpha_0' = \alpha_0 \left(\frac{\omega_c}{\omega_1} \right)^2, \quad \alpha_1' = \alpha_1 \gamma(v_r, \beta_r) \frac{\omega_c}{\omega_1}, \quad \alpha_2' = \alpha_2 \gamma(v_r, \beta_r).$$

α_0, α_1 и α_2

Здесь — коэффициенты аппроксимирующего полинома для характеристики насоса по

$\gamma(v_r, \beta_r)$

воде; — корректирующий коэффициент, значение которого зависит от текущих значений вязкости

(β_r)

$(v_r); \omega_c$ и ω_1

перекачиваемой жидкости

и газового фактора

— скорости вращения двигателя

синхронная и номинальная.

Подставив (11) в (10), запишем

$$P_{\text{вх}}(t) = P_n + \rho g h_1 + \rho g [r_{\text{ш}} q(t) - ((1 - S)^2 \alpha_0' + (1 - S) \alpha_1' q(t) - \alpha_2' q^2(t))]. \quad (12)$$

Полученное уравнение описывает динамические процессы при пуске в верхней части скважины. Назовем ее модель «верха».

Объединив модель «верха» и модель «низа», получим систему уравнений

$$\begin{cases} \left(T_s + \frac{S_0}{k_{\text{пр}}} \right) \dot{P}_{\text{вх}}(t) + P_{\text{вх}}(t) = P_{\text{вх}}^0 - \frac{\rho g}{k_{\text{пр}}} q(t), \\ P_{\text{вх}}(t) = P_n + \rho g h_1 + \rho g [r_{\text{ш}} q(t) - ((1 - S)^2 \alpha_0' + (1 - S) \alpha_1' q(t) - \alpha_2' q^2(t))], \end{cases} \quad (13)$$

где $P_{\text{вх}}^0 = P_{\text{пл}} - \rho g (h_s - h_1)$.

Систему (13) можно рассматривать как гидродинамическую модель СС.

Идентификация гидродинамической модели

Под идентификацией модели понимается численное оценивание параметров $T_s, k_{\text{пр}}, \alpha_1'$ системы уравнений (13) по значениям переменных, подлежащих измерениям $P_{\text{вх}}(t), q(t)$. Поскольку не всегда можно получить измерения $q(t)$ для переходного процесса во время пуска скважины, рассмотрим случай идентификации по измерениям $P_{\text{вх}}(t)$. Для этого приведем уравнения модели к более удобному виду.

Переписав (13) относительно $q(t)$, получим квадратное уравнение

$$\alpha_2' q^2(t) - ((1 - S) \alpha_1' - r_{\text{ш}}) q(t) + \frac{P_n(t) - P_{\text{вх}}(t)}{\rho g} + h_1 - (1 - S)^2 \alpha_0' = 0. \quad (14)$$

Решение данного уравнения запишем в виде

$$q(t) = \frac{1}{2} \left(\beta_1 - \sqrt{\beta_1^2 - \beta_0 + \frac{4}{\alpha_2' \rho g} P_{\text{вх}}(t)} \right), \quad (15)$$

где

$$\beta_1 = \frac{(1 - S)^2 \alpha_1' - r_{\text{ш}}}{\alpha_2'}, \quad (16)$$

$$\beta_0 = \frac{4}{\alpha_2'} \left(h_1 - (1 - S)^2 \alpha_0' + \frac{P_n(t)}{\rho g} \right). \quad (17)$$

Подставив полученное выражение для $q(t)$ в (6) и обозначив

$$C_1 = \frac{1}{T_s + \frac{S_0}{k_{\text{пр}}}}, \quad (18)$$

$$C_0 = C_1 P_{\text{вх}}^0, \quad (19)$$

$$C_2 = C_1 \frac{pg}{2k_{\text{пр}}} \beta_1, \quad (20)$$

$$C_3 = C_2^2 - \left(C_1 \frac{pg}{2k_{\text{пр}}} \right)^2 \beta_0, \quad (21)$$

придем к

$$\dot{P}_{\text{вх}}(t) + C_1 P_{\text{вх}}(t) = C_0 - C_2 - \sqrt{C_3 + C_1 P_{\text{вх}}(t)}. \quad (22)$$

Выражение (22) можно рассматривать как модель работающей скважины. При $q(t) = 0$ данное выражение становится моделью для остановленной скважины:

$$\dot{P}_{\text{вх}}(t) + C_1 P_{\text{вх}}(t) = C_0. \quad (23)$$

Алгоритм идентификации включает два этапа:

- 1) По измерениям $P_{\text{вх}}(t)$ в остановленной скважине вычисляются коэффициенты C_0, C_1 ;
- 2) По измерениям $P_{\text{вх}}(t)$ во время переходного процесса после пуска скважины доопределяются коэффициенты C_3, C_4 .

Перейдем к дискретной форме выражения (23). Заменив

$$\dot{P}_{\text{вх}}(t_k) = \frac{P_{\text{вх}}(k) - P_{\text{вх}}(k-1)}{\Delta\tau}, \quad (24)$$

где $\Delta\tau$ — шаг измерений $P_{\text{вх}}(t)$, преобразуем (23) к виду

$$(1 - \Delta\tau * C_1) P_{\text{вх}}(k) = P_{\text{вх}}(k-1) + \Delta\tau * C_0. \quad (25)$$

Еще раз обозначив

$$a_1 = \frac{1}{(1 - \Delta\tau * C_1)}, \quad (26)$$

$$a_0 = a_1 * \Delta\tau * C_0, \quad (27)$$

перепишем (23), (25) в виде

$$P_{\text{вх}}(k) = a_0 + a_1 P_{\text{вх}}(k-1). \quad (28)$$

Полученное уравнение является формой линейной регрессии. Его коэффициенты a_0 и a_1 могут быть оценены [8] с помощью метода наименьших квадратов при наличии измерений $P_{\text{вх}}(k-1), P_{\text{вх}}(k), \dots, P_{\text{вх}}(k+n)$ в моменты времени $k-1, k, \dots, k+n$.

$$\mathbf{A} = (a_0 \ a_1)^T = (\mathbf{W}_{k-1}^T \mathbf{W}_{k-1})^{-1} \mathbf{W}_{k-1}^T \mathbf{P}_k, \quad (29)$$

где

$$\mathbf{W}_{k-1} = \begin{bmatrix} 1 & \varepsilon_{k-1} P_{\text{вх}}(k-1) \\ 1 & \varepsilon_k P_{\text{вх}}(k) \\ \dots & \dots \\ 1 & \varepsilon_{k+(n-1)} P_{\text{вх}}(k+(n-1)) \end{bmatrix}, \quad (30)$$

$$\mathbf{P}_k = [\varepsilon_k P_{\text{вх}}(k) \ \varepsilon_{k+1} P_{\text{вх}}(k+1) \ \dots \ \varepsilon_{k+n} P_{\text{вх}}(k+n)] \quad (31)$$

Здесь $\varepsilon_{k-1}, \dots, \varepsilon_{k+n}$ — корректирующие коэффициенты, учитывающие достоверность измерений.

Рассчитав значения a_0, a_1 с помощью выражений (29) и (30), можно вернуться к коэффициентам C_0, C_1 . Затем по измерениям $P_{\text{вх}}$ во время пуска скважины и по уже известным значениям C_0, C_1 , приведя (22) к форме линейного регрессионного уравнения, оцениваем коэффициенты C_3, C_4 . Для их оценки также применим метод наименьших квадратов.

Использование гидродинамической модели СС

Таким образом, гидродинамическая модель СС с УЭЦН в виде системы двух уравнений (13) связывает пластовые характеристики ($P_{\text{пл}}, k_{\text{пр}}$), параметры перекачиваемой газожидкостной смеси (r), гидравлические

параметры ($q(t)$, $P_{вх}(t)$), конструктивные характеристики скважины (h_n , S_0). Эта модель дает возможность по полученным значениям параметров, получаемых путем прямых измерений, оценить значения ряда факторов, сильно влияющих на режим эксплуатации, но не подлежащих измерениям.

Диагностика работы СС может проводиться путем определения нережимных условий эксплуатации УЭЦН за счет

- анализа отклонений от номинальных значений параметров состояния СС, в частности $P_{вх}(t)$, $q(t)$;
- оценки при помощи гидродинамической модели пластовых факторов: среднепластового давления, газового фактора, обводненности, а также наиболее важного из них — коэффициента продуктивности пласта.

Исходную информацию для идентификации параметров модели можно получать с использованием информационно-измерительных средств, входящих в состав современных станций управления УЭЦН. Причем наиболее информативным параметром, характеризующим работу установки, является давление на приемной сетке насоса $P_{вх}$. Получение измерений других параметров, таких как дебит скважины $q(t)$, устьевое давление P_y , фазный состав перекачиваемой газожидкостной смеси, энергетические характеристики погружного электродвигателя, повышает качество идентификации гидродинамической модели, а следовательно, позволяет повысить и надежность диагностических оценок.

Литература

1. Афанасьев В. А., Волков Л. Ф., Подкорытов С. М., Сашнев И. А. Глубиннонасосная эксплуатация скважин Западной Сибири с высоким газовым фактором и давлением насыщения нефти. М.: ВНИИОЭНГ, 1988. (Обзор. информ. Сер. «Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений»).
2. Конопелько В. К., Михайлов А. П., Соловьев И. Г. Алгоритм и программа моделирования системы периодической эксплуатации скважины с УЭЦН // Межвуз. сб. науч. тр. Тюмень, 1987.
3. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи: Учеб. пособие для вузов / И. Т. Мищенко, В. А. Сахаров, В. Г. Грон, Г. И. Богомольный. М.: Недра, 1984. 272 с.
4. Соловьев И. Г., Конопелько В. К., Гордон И. А. Система управления скважиной с УЭЦН в периодическом режиме эксплуатации: Тез. доклада обл. науч.-техн. конф. Тюмень, 1987.
5. Соловьев И. Г., Конопелько В. К. Система адаптивного управления расходными характеристиками скважины с УЭЦН // Межвуз. науч.-темат. сб. Уфа, 1988.
6. Справочное руководство по проектированию, разработке и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под общей ред. Ш. К. Гиматудинова / Р. С. Адриасов, И. Т. Мищенко, А. И. Петров и др. М.: Недра, 1983. 455 с.
7. Увеличение межремонтного периода работы глубиннонасосных скважин за рубежом. М., 1987. (Обзор. информ. Сер. «Техника и технология добычи нефти и обустройство нефтяных месторождений»).
8. Гроп Д. Методы идентификации систем. М.: Мир, 1979.