

И.Г. Соловьев

КОНТРОЛЬ И УПРАВЛЕНИЕ ГИДРОДИНАМИКОЙ СКВАЖИННОЙ СИСТЕМЫ В НЕСТАЦИОНАРНЫХ СРЕДАХ

Дано формальное обоснование задач управления скважиной с погружным электронасосом в условиях действия нестационарных осложняющих факторов эксплуатации. Критерии оптимального управления устанавливаются компромиссом между суммарной производительностью скважины и экономным расходом ресурса погружного оборудования. Трехуровневая структура системы управления отражает разнотемповую динамику действия осложняющих факторов и соответствующую реакцию алгоритмов управления на очистку гидравлического тракта от парафиносолеотложений, подбор типоразмера установки и восстановление параметров падающего притока.

Скважина, модель, интеллектуальное управление, алгоритм, дрейф факторов, гидротеплодинамика, продуктивность, приток.

Несмотря на широкомасштабное обсуждение новых идей по созданию интеллектуальных скважин (*i-скважин*) [1–3] и систем разработки месторождений [4–7], практическое воплощение подобных подходов далеко не столь масштабно. Взвешенный консерватизм вполне оправдан. Если в условиях морских месторождений обустройство многостоловых скважин системами распределенного глубинного контроля и регулирования притоками [8, 9] — насущная необходимость, то в условиях Западной Сибири создание подобных дорогостоящих конструкций требует более строгого обоснования.

Прежде всего необходимо определить, какие проблемные задачи разработки новых месторождений и эксплуатации старых эффективно разрешаются средствами контроля и оперативного регулирования: именно данные свойства интеллектуальных технологий обеспечивают максимальный эффект.

Прямое копирование успешного опыта ведущих нефтяных компаний оправдано, если строго определены и обоснованы факторы экономического роста, а предприятие готово сопровождать новые информационно емкие организационные и технические решения.

Практика фрагментарного подражания при отсутствии связи с показателями эффективности обновленных технологий и действующем регламенте управления нефтепромыслами с иерархией: геолог, технолог, энергетик и служба КИПиА^{*)} — порождает искаженные, а в ряде случаев «разрушительные» для инноваций следствия.

Современная тенденция российского нефтепрома к обустройству погружных электронасосов телеметрическими системами глубинного контроля давления, температуры и вибрации в сочетании с частотно-регулируемой производительностью [10, 11] существенно расширяют регулировочные потенциалы технологий добычи.

Интеллектуализация скважин даже в такой начальной стадии увеличивает капитальные и эксплуатационные затраты, обозначая новые критерии эффективности информационной политики. *Всякая информатизация ужесточает требования к органам управления, устанавливая более высокий уровень*

^{*)} КИПиА — контрольно-измерительные приборы и автоматика.

компетентности принятия решений по расширенному объему уже доступных обновляемых данных о текущем состоянии техпроцесса. Однако если изобретательность менеджмента ограничена традиционной политикой максимизации отбора, то всякая *глубинная информатика* становится болезненным анахронизмом, так как предельно допустимая производительность до срыва подачи может отслеживаться по контролю падения токовой нагрузки, что с 1970-х гг. традиционно реализуется корректной настройкой уставок станций управления, когда категория интеллекта связывалась с компетентностью только человека.

Все это указывает на очевидный факт — между наличием регулировочного потенциала и умением его эффективно использовать существует разрыв величиной в методический базис расчета систем контроля и регулирования

- погружными насосами;
- притоками;
- динамикой выработки локально-продуктивных участков, приуроченных к скважинам со сложной структурой призабойных зон.

Судя по современной преимущественно зарубежной периодике вопросы *замкнутого управления* коллекторами [12, 13] и скважинами [14] входят в число наиболее актуальных тем, обсуждаемых инженерами нефтяниками.

Публикуемые результаты содержат конструктивные схемы обустройства (закачивания) скважин, организационные структуры предприятий с замкнутым управлением, положительный опыт эксплуатации «умных» скважин, правила оптимальной выработки участка на имитационных моделях. Однако методики синтеза подобных систем, включая обоснование и формализацию целевых условий, адекватное представление моделей регулируемых процессов, алгоритмы сопровождения моделей и собственно законы регулирования остаются скрытыми. Скудность информации о методиках проектирования и алгоритмах эксплуатации замкнутых технологий нефтедобычи свидетельствует о том, что, с одной стороны, сформулированные задачи носят проблемный характер и не достигли должного уровня развития, а с другой — непубликуемые результаты являются коммерческим продуктом научно-исследовательских групп и компаний.

Актуальность подобных задач подчеркивается программами специализированных конференций [15] и планами перспективных работ ведущих научных школ отрасли [16].

Практика закупок сверхдорогих готовых решений в части *i-скважин* обусловливает высокие риски вложений с ясным осознанием эффективности технологий замкнутого регулирования, что *требует изменения регламентов эксплуатации скважин со стороны всех служб обеспечения*.

Остановимся на вопросах контроля и управления эксплуатацией скважины с погружным регулируемым электронасосом, обустроенным глубинной телеметрией. Сформулированная задача является многофакторной. С позиции вопросов разработки коллектора (служба главного геолога) цель управления скважиной — в обеспечении предписанной продуктивности $q(t) = q_0$ на выделенном интервале времени $t \in T$ выработки локального участка. В современных реалиях условие стабилизируемости ($q(t) = q_0$) заменяется на максимальный отбор

$$q(t) \rightarrow \max \text{ для } \forall t \in T. \quad (1)$$

Цель управления скважиной со стороны службы главного технолога — обеспечение назначенной производительности с минимальными капитальными

ми и эксплуатационными затратами, что достигается оптимальным подбором типоразмера оборудования, качественным монтажом и обеспечением комфортных условий эксплуатации.

Третий уровень иерархии образует задачи энергетического обеспечения, ремонта и проката погружного оборудования, информатики и автоматики.

Максимальное значение притока скважины (1) ограничивается как минимум двумя факторами:

- условиями устойчивости параметров коллектора в зоне перфорации;
- условиями упреждения срыва подачи, что в системе регулирования контролируется через минимально допустимое давление у приема насоса p_{\min} при заданной (возможно максимальной) глубине подвески H_N .

Интенсификация выноса мехпримесей (в условиях ГРП^{*)} — проппанта) — потеря механической устойчивости коллектора вблизи скважины вследствие чрезмерно высоких расходов и/или депрессий может приводить

- к постепенному снижению коэффициента продуктивности скважины — деструкции притока (например при обратном сужении трещин после ГРП);
- интенсивному износу и преждевременному отказу погружного оборудования (снижение напора прежде всего из-за абразивного стачивания рабочих органов насоса, роста сил трения, вибрации).

Действие поименованных факторов может иметь разную интенсивность при одном и том же расходе в зависимости от параметров устойчивости, гранулометрической структуры и твердости выносимых мехпримесей, износостойкости рабочих органов насоса, характеристик коллектора и флюида.

К осложняющим факторам эксплуатации также относят:

- сужение проходных сечений в НКТ^{*)} и насосе вследствие парафиносолеотложений, рост момента трения, уменьшение расхода, что ведет к перегреву двигателя и прогрессивному старению изоляции;
- флюктуации свободного газа у приема насоса вследствие прогрессирующей разбалансировки падающего притока и более стабильного отбора, а также возможного прорыва газа в забой из газовой шапки.

Доминирующая группа действующих осложняющих факторов предопределяется природой коллектора, изменяющимся составом флюида, а интенсивность воздействий во многом регулируется выбором конструктивных и режимных параметров эксплуатации скважины.

В свете изложенного в рамках условия (1) можно выделить три соподчиненных уровня управления скважиной, учитывающих действия осложняющих факторов эксплуатации [17]:

1. Вид и период повторного проведения ГТМ^{*)} по повышению коэффициента продуктивности и в целом притока (например, гидроимпульсное восстановление притока, первичный или вторичный ГРП и т.п.).
2. Стратегия обновления типоразмеров и режимов эксплуатации в условиях деструкции притока и прогрессивного износа.
3. Периоды регенерации гидропроводности подъемника в условиях парафиносолеотложений посредством тепловой, механической и/или химической обработки каналов НКТ и насоса.

^{*)} ГРП — гидроразрыв пласта, НКТ — насосно-компрессорная труба, ГТМ — геолого-технические мероприятия.

Принципиальное отличие объявленных стратегий управлений — в существенном различии фондоемкости реализаций и периодов обновления управленческих решений.

Если частота замены типоразмера погружной системы связана с временем ее наработки на отказ, то частота регенерации гидравлического тракта может быть кратно выше, а дорогостоящих ГТМ по восстановлению притока — кратно ниже. Все три стратегии управления используют ресурс непрерывной регулировки производительности $q(t)$.

Синтез алгоритма управления базируется на решении двух системообразующих задач [18]:

- обоснование и последующая формализация целевого условия;
- адекватное регулировочным ресурсам и целям управления построение модели скважинной системы, учитывающей
 - частотно регулируемую гидродинамику,
 - деструктивное действие осложняющих факторов (деструкция притока, падение напора, перегрев, отложение солей и парафина и т.п.),
 - динамику ускоренного освоения рабочего ресурса погружного оборудования вследствие действия осложняющих факторов и выбранного режима эксплуатации по переменной $q(t)$.

Функциональная схема модели скважины, соответствующая вышеизложенному, представлена на рис.

Выходные блоки и связи включают:

- P_C — гидротеплодинамическую модель скважины, объединяющую
 - гидродинамику призабойной зоны (ПЗ),
 - P_N — гидростатику подъемника «насос — НКТ — устье»,
 - P_θ — теплодинамику частотно-регулируемого погружного электродвигателя.

Действие осложняющих факторов учитывается:

- P_w — моделью деструкции гидропроводности — $w_1(t)$ притока на переходе «забой — ПЗ»;
- P_λ — моделью износа рабочих органов насоса — $\lambda(m, i, t)$;
- P_{TP} — моделью роста сил трения в опорах скольжения — $r_{TP}(m, i, t)$;
- P_r — моделью роста гидросопротивления подъемника — $r(m, i, k, t)$ вследствие парафиносолеотложений.

На рис. приняты следующие обозначения: $q(t)$ — регистрируемый на устье объемный расход добываемой продукции, $p(t)$ — контролируемое давление у приема насоса, $\theta(t)$ — контролируемая температура ПЭД, $v_\omega(t)$ — относительная частота питающего напряжения, $u(t) = \{1, 0\}$ — индикатор {вкл, выкл}. Определение индексов: m — номер периода эксплуатации между $(m - 1)$ -м и m -м ГТМ по восстановлению продуктивности притока $w_1(t)$; $t(m)$ — момент останова для проведения m -го ГТМ; $\langle m, i \rangle$ — пара, определяющая интервал эксплуатации i -й установки, типоразмер которой задается номинальной производительностью — $q^0(i)$; $\langle m, i, k \rangle$ — тройка, определяющая отрезок времени между $(k - 1)$ -й и k -й процедурой восстановления (очистки) подъемника при эксплуатации i -го насоса на периоде m ; $t(m, i, k)$ — момент останова для k -й очистки подъемника на периоде $\langle m, i \rangle$.

1 — α_H — норматив отчислений от дохода,
для локального периода работы: $[t_H(m, i), t[$ с $t < t(m, i)$.

Пусть k_r — назначенное количество операций по очистке подъемника на временном отрезке $[t_H(m, i), t[$. Тогда локально-оптимальная стратегия эксплуатации $U_3(m, i, k_r, t)$, определяется равенством

$$U_3(m, i, k_r, t) = \arg \max J_3(m, i, k_r, t), \quad (4)$$

где целевая функция имеет вид

$$J_3(m, i, k_r, t) = C_{\Sigma}(m, i) Q(m, i, t) - C_r k_r - C_T(t - t_H(m, i)),$$

а искомым множеством аргументов является

$$U_3(m, i, k_r, t) = \{ \langle q(t), t \in [t_H(m, i), t[\rangle, \langle t(m, i, k), k = \overline{0, k_r} \rangle \}.$$

Здесь норматив дохода оценивается по выражению

$$C_{\Sigma}(m, i) = C_H(1 - \beta(m, i)) \alpha_H - C_{\Sigma}.$$

Если значение t совместить с моментом времени наработки на отказ $t(m, i)$, то задача оптимального управления второго уровня иерархии приобретает более содержательный смысл

$$U_2(m, i) = \arg \max J_2(m, i), \quad (5)$$

с целевой функцией

$$J_2(m, i, k_r, t) = C_{\Sigma}(m, i) Q(m, i, t(m, i)) - C_r k_r(m, i) - C_T(t(m, i) - t_H(m, i)) - C_N(q^0(m, i)) - C_A(Q(q^0(m, i)) - Q(m, i, t(m, i))) \quad (6)$$

и множеством аргументов

$$U_2(m, i) = \{t(m, i), k_r(m, i), q^0(m, i), U_3(m, i, k_r(m, i), t(m, i))\},$$

объединяющим расчет величин $t(m, i)$, $k_r(m, i)$ с оценкой оптимального режима по типу (4) и подбором оптимального типоразмера.

В выражении (6): $C_N(q^0)$ — стоимость владения установкой q^0 — типоразмера, C_A — норматив амортизационных отчислений за неэкономный расход ее ресурса.

В обновленной задаче (5) расчетный режим отбора $q(t)$ совместно со стратегией очистки подъемника в моменты времени $t(m, i, k)$ обеспечивают рациональный в смысле (6) расход ресурса выбираемой системы $q^0(m, i)$ — типоразмера на полном периоде ее эксплуатации. Однако потенциал продуктивности притока при высоких $q(t)$ может прогрессивно снижаться и последующие периоды эксплуатации $\langle m, i + j \rangle$ могут стать неэффективными вследствие падения зональной гидропроводности $w_j(t(m, i + j))$, $j \in \{1, 2, \dots\}$. Учет данного обстоятельства возможен при согласованном выборе последовательности пар $\langle q^0(m, i + j), q(t) \rangle$ для нескольких периодов эксплуатации с полным износом, $j \in \{0, 1, 2, \dots\}$.

Пусть t_C — оценка предельного срока рентабельной эксплуатации скважины в режиме добычи, а $C_w(m)$, $m \in \{1, 2, \dots\}$, — затраты на m -е ГТМ по восстановлению притока (гидроимпульсная очистка, повторный ГРП и пр.), тогда задача верхнего по иерархии уровня управления может быть представлена как экстремальная:

$$U_1 = \arg \max \left\{ \sum_{m=0}^M \left(\sum_{i=0}^{I(m)} J_2(m, i) - C_w(m) \right) \right\}, \quad (7)$$

где $t_c = t(M, l(m))$, а множество аргументов имеет более сложную структуру $U_1 = \{M, \langle t(m), l(m), m = \overline{0, M} \rangle, \langle t(m, i), U_2(m, i), i = \overline{0, I(m)}, m = \overline{0, M} \rangle\}$.

В более общем случае период рентабельной эксплуатации t_c подлежит определению по условию (7), равно как оценивается M — общее количество мероприятий по восстановлению притока, $l(m), m = \overline{0, M}$ — количество смен насосов на каждом m -м периоде.

В рамках задачи (7) и даже в ее «облегченном варианте», когда априорно назначается количество мероприятий M , уже невозможны варианты решений с чрезмерно высокими объемами отборов в первый период после ГРП, которые в ущерб скоротечному износу высокопродуктивной $q^0(m, 1)$ установки (~20–40 дней) остаются экономически выгодными. Зато последующие периоды добычи оказываются низкопродуктивными вследствие обратного выноса пропанта и резкого снижения $w_1(t), t > t(m, 1)$. По сути, непродуманная политика возможно больших отборов (1) снижает суммарный эффект от дорогостоящих ГТМ по типу ГРП на более длительную перспективу.

Рассмотренные варианты формализации задач управления скважиной с электронасосом (4)÷(7) устанавливают правила формирования оптимальных отборов $q_{\text{опт}}(t)$ в сочетании с моментами проведения мероприятий $t(m, i, k), t(m, i), t(m)$ по повышению спадающей продуктивности скважинной системы. Реализация оптимального закона $q_{\text{опт}}(t)$ осуществляется посредством регулирования частоты $v_{\omega}(t) \in [\underline{v}, \bar{v}]$ питающего напряжения в технически ограниченном диапазоне при одновременном соблюдении условия $p(t) > p_{\text{min}}$ по предупреждению срыва подачи.

В указанных ограничениях фактически реализуется квазиоптимальная стратегия частотного регулирования

$$v_{\omega}(t) = R_v(q_{\text{опт}}(t) - q(t), p(t) - p_{\text{min}}, \underline{v}; \bar{v}),$$

осуществляющая слежение за $q_{\text{опт}}(t)$ с возможно меньшей динамической ошибкой

$$e(t) = q_{\text{опт}}(t) - q(t).$$

Выводы

1. Многофакторные причины постепенного снижения производительности скважины — $q(t)$ устанавливают широкий спектр ответных реакций системы управления по достижению оптимальных (экономически выгодных) решений с адекватной регулировкой частоты. Рассматривать средства частотного регулирования как инструмент дополнительного приращения $q(t)$ крайне примитивно.

2. Целевая уставка (1) максимизации отбора, выгодная на коротких периодах эксплуатации, может приводить к негативным последствиям на длительных периодах добычи с кратными потерями суммарного экономического дохода.

3. Эффект оптимального управления (4)÷(7) напрямую зависит от наличия и точности описания моделей $\langle P_c, P_N, P_\theta \rangle$ — гидротеплодинамики, P_Q — ресурса и $\langle P_w, P_\lambda, P_{\text{ТР}}, P_r \rangle$ — дрейфа факторов эксплуатации скважины. Детальность описания и связанная с нею форма представления модели определяется ее назначением.

— Математическая модель явления как метод научного познания предполагает предельно общие и сложные формы описания на основе современных законов матфизики.

— Модель как инструмент проектирования существенно редуцирует сложность описания, сохраняя детализацию в части варьируемых конструктивных решений. Определяя точки стационарных состояний, модели проектирования пренебрегают динамикой переходных процессов.

— Модели для расчета и реализации законов оперативного регулирования имеют наиболее упрощенные формы представления, предопределенные реальным потенциалом средств управления, основанные на базовых законах сохранения, адекватность поведений упрощенных описаний обеспечивается постоянно действующими процедурами сопровождения (идентификации).

Модели объектов регулирования, отражающие реакцию состояния скважины на действия органов управления при вариациях дрейфующих параметров, являются по сути динамическими и многотемповыми.

Вопрос о построении динамических моделей скважинных систем в условиях действия осложняющих факторов эксплуатации и алгоритмов их идентификации является одним из главных в задаче создания методического базиса конструирования систем контроля и управления процессами эксплуатации скважин, обустроенных глубинной телеметрией и частотно-регулируемым приводом.

4. Конструкции $U_*(\bullet)$ множеств аргументов (4)-(7) оптимальных решений, основанных на компромиссе между объемом добычи и расходом ресурса в нестационарных условиях эксплуатации, указывают, что задача обустройства и выбора режима эксплуатации взаимообусловлены и должны рассчитываться совместно, что качественно видоизменяет типовой регламент подбора типоразмера с установлением глубины его подвески.

5. Системные положения синтеза оптимального управления регламентируют совместную работу служб главного технолога и геолога. Задача по обоснованию вида и срока проведения ГТМ для повышения продуктивности притока (функция геолога) зависит от регламента работ по очистке подъемника от парафиносолеотложений (функция технолога). Проблемные вопросы обоснования режима и выбора типоразмера в изменяющихся условиях эксплуатации образуют область их совместных интересов. Важно заметить, что подсистемы глубинного контроля и параметрического оценивания выполняют универсальные функции информационного обеспечения, для служб как геолога при оценке дрейфа параметров продуктивности притока, так и технолога при восстановлении показателей износа и отложений в подъемнике.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Qahtani A. M., Djalidin H.* Future Advanced Completion Technologies to Maximize Recovery // OTC 20136. 2009.
2. *Mercado O., Velez J., Fipke S.* Multilateral Wells in the Castilla of Eastern Colombia: A case History of the Guadalupe Reservoir // SPE/IADC 119458. 2009.
3. *Sun K., Constantine J., Tirado R., Eriksen F., Costa L.* Intelligent Well System: Providing Value or Just Another Completion? // SPE 124916. 2009.
4. *Muradov K.M., Davies D. R.* Zonal Rate Allocation in Intelligent Wells // SPE 121055. 2009.
5. *Ouyang L.-B.* Practical Consideration of an Inflow Control Device Application for Reducing Water Production // SPE 124154. 2009.
6. *Mubarak S., Naseem Dawood N., Salam Salamy S.* Lessons Learned from 100 Intelligent Wells Equipped with Multiple Downhole Valves // SPE 126089. 2009.
7. *Oran K., Brink J., Ouimette J.* Implementation Results for Chevron's *i-field* in San Valley, California // SPE 112260. 2008.

8. Goh K. C., Dale-Pine B., Brunei I. Y., Van Overschee P., Lauwerys C. Production Surveillance and Optimization for Multizone Smart Wells With Data Driven Models // SPE 112204. 2008.
9. Glandt C. A. Reservoir Management Employing Smart Wells: A Review // SPE 81107. 2005.
10. Жильцов В.В., Дударев А.В., Демидов В.П. и др. Решения и развитие интеллектуальной технологии мониторинга и управления механизированным фондом скважин // Нефт. хоз-во., 2006. № 10. С.128–130.
11. Карпов В.Б. Интеллектуальная скважина — будущее многопластовых месторождений России // Нефт. хоз-во. 2007. № 2. С. 38–40.
12. Alghareed Z. M., Home R. N., Yuen B. B., Shenawi S. H. Proactive Optimization of Recovery in Multilateral Wells Using Real Time Production Data // SPE 124999. 2009.
13. Guyaguler B., Papadopoulos A. T., Philpot J. A. Feedback Controllers for the Simulation of Field Processes // SPE 118969. 2009.
14. Al-Qahtani G. D., Elrafie E. A., Abbas R. T. et al. Complex Well Modeling Workflow Enabling Full Field Optimization and Forward Decisions // SPE 120050. 2009.
15. Closed-Loop Reservoir Management. SPE Applied Technology Workshop. Belgium, 23–26 June, 2008 [Электрон. ресурс]. Режим доступа: <http://www.spe.org>.
16. Joint Industry Project «Added value from Intelligent Well & Field systems Technology». Plans for 2008–2010 / Project Direct. Dr. D. Daves [Электрон. ресурс]. Режим доступа: <http://www.pet.hw.ac.uk/research>.
17. Соловьев И.Г. Иерархия адаптивных технологий нефтедобычи реального времени // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2008. № 2. С. 19–24.
18. Растрюгин Л.А. Современные принципы управления сложными объектами. М.: Сов. радио, 1980. 232 с.

I.G. Solovyov

**CONTROL AND MANAGEMENT OF WELL SYSTEM HYDRODYNAMICS
IN NONSTATIONALRY MEDIUMS**

The article gives formal justification of management tasks regarding well with submersible electric pump under nonstationary complicating operational factors. Criteria of optimum management specify a compromise between summary well productivity and thrifty consumption of submersible equipment resource. Three-leveled structure of management system reflects different rate dynamics regarding effect of complicating factors and a corresponding reaction of management algorithms for cleaning hydraulic path from paraffin and salt sediments, selection of unit's dimension type, and recovery of parameters of falling inflow.

Well, model, intelligent control, algorithm, drift of factors, hydrothermal dynamics, productivity, inflow.