

Д.А. Говорков, Г.Н. Курлаев

## ТЕХНОЛОГИЯ АНАЛИЗА РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИНЫ С ЭЛЕКТРОНАСОСОМ В УСЛОВИЯХ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ

*Рассматривается вариант реализации технологии анализа режимов эксплуатации скважины с электронасосом в условиях реального времени, позволяющей проводить комплексную диагностику состояния системы, включая первопричины изменения производительности и оценку ресурса.*

**Скважинные системы, производительность скважины, ресурс погружной установки.**

Современный этап развития нефтегазовых технологий связан с «интеллектуализацией» процессов нефтедобычи скважин и пластов на основе:

1) средств оперативного контроля и управления, включая:

- глубинные измерители постоянного действия,
- установки частотной регулировки производительности насоса,
- управляемые пакера и глубинные задвижки;

2) систем информационного сопровождения процессов эксплуатации скважин:

- для проектирования скважин и подбора оборудования (PipeSim [6], WellFlo, SubPump),
- решения задач гидродинамических исследований (PanSystem, Kappa [7], ГидраТест),
- систем диспетчерского контроля и управления (SCADA-системы [1]).

Одно из наиболее перспективных направлений в этой области — развитие систем комплексного анализа, моделирования и принятия решений («Avocet Well and Surface Modeler» фирмы Schlumberger [8]) на основе объединения информационных структур систем моделирования пласта (Eclipse), скважины (PipeSim) и инфраструктуры сбора и переработки нефти (WellSavvy).

Помимо анализа текущего состояния, системы подобного рода должны решать задачи выявления аномальных ситуаций в процессе эксплуатации, диагностики причин их возникновения, а также предоставлять всю необходимую информацию для последующего принятия решений по исправлению (или улучшению) ситуации. Последние могут включать в себя: изменение режима эксплуатации скважины, регулировку ее производительности, проведение геолого-технологических мероприятий (ГТМ), смену погружной установки и т.д. [4].

Выбор наиболее эффективного и адекватного решения во многом зависит от степени полноты и достоверности предшествующего анализа. Так, для реализации наиболее актуальной в практике эксплуатации задачи оптимизации (максимизации) добычи необходимо корректно оценивать не только производительность установки, но и факторы ее изменения, в том числе:

а) вариации объемного притока жидкости в забой скважины — снижение (деградация притока) в силу падения среднепластового давления или ухудшения фильтрационных свойств коллектора в призабойной зоне (ПЗ); увеличение притока в результате успешных ГТМ или после гидроразрыва пласта (ГРП);

б) снижение производительности тракта «насос + насосно-компрессорная труба (НКТ)» при стачивании рабочих органов насоса, парафиновых и солевых отложениях на стенках НКТ и т.д. [5].

В то же время оптимизация процессов эксплуатации скважины предполагает соблюдение разумного, экономически обоснованного компромисса между интенсификацией добычи и обеспечением долговременной (комфортной) работы оборудования. Это особенно важно для старых или малодебитных скважин, когда затраты на ремонт или замену оборудования существенны по сравнению с получаемой прибылью. Кроме того, существует проблема выбора оптимального режима для скважин после ГРП в условиях, когда интенсивная откачка приводит к выносу пропанта, возможному схлопыванию трещин (снижению проводимости), а также к скорому износу насоса [5].

Таким образом, в основе технологии анализа режимов эксплуатации скважины с электронасосом должна лежать модель системы, предполагающая:

- объединенный учет гидродинамических процессов в пласте, подъемнике и насосе;
- моделирование факторов производительности скважины, включая деградацию притока и дрейф параметров погружного оборудования;
- моделирование ресурса погружной установки.

В дальнейшем анализе рассматривается скважинная система с погружным электронасосом, описываемая объединенной гидродинамической моделью «пласт — скважина — насос», ранее представленная в работах [2, 3]. На рис. 1 изображена структурная схема модели, характеризуемая следующими группами параметров:

- входные воздействия, включая пуско-остановочный режим:  $u(t) = \{1, 0\}$  — и относительную частоту вращения погружного электронасоса (ПЭД) —  $v_w(t)$  (в условиях оснащения установки частотным приводом);

- выходные воздействия, из которых только часть доступна прямому контролю (выделены черным насыщенным). Измерение ряда параметров (например, давление и температура у приема насоса) производится с использованием погружных телеметрических систем постоянного действия;

- известные (заданные) параметры модели: конструкционные характеристики, квазипостоянные параметры удельных весов жидкостей в выделенных секторах скважины;

- параметры модели, описывающие гидродинамические свойства пласта и призабойной зоны, а также коэффициенты напорной характеристики насоса и гидросопротивления тракта НКТ;

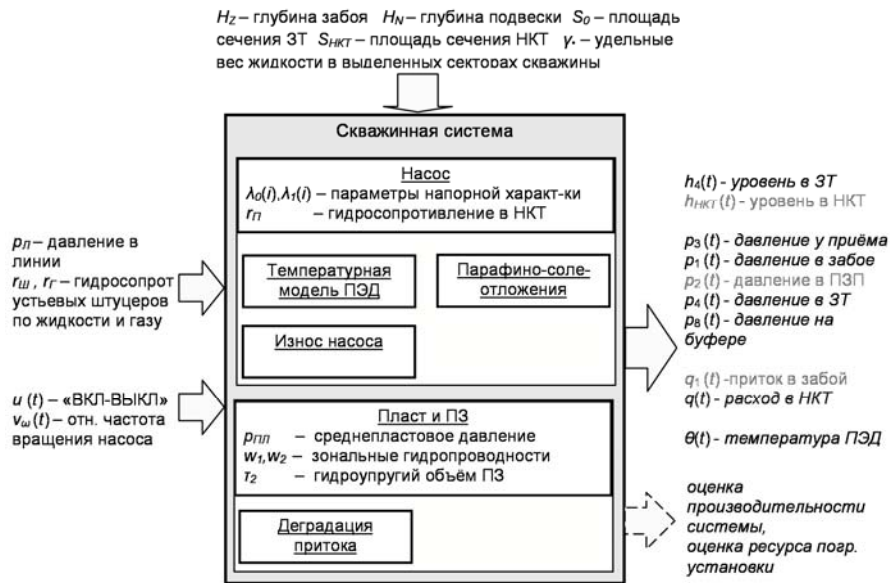
Изменения данных параметров, непосредственно влияющих на производительность скважины, моделируются с учетом физических закономерностей, учитывающих:

- динамику схватывания или выноса пропанта и зависящую от этого вариацию коэффициента продуктивности «ПЗ — забой» —  $w_1$ ;

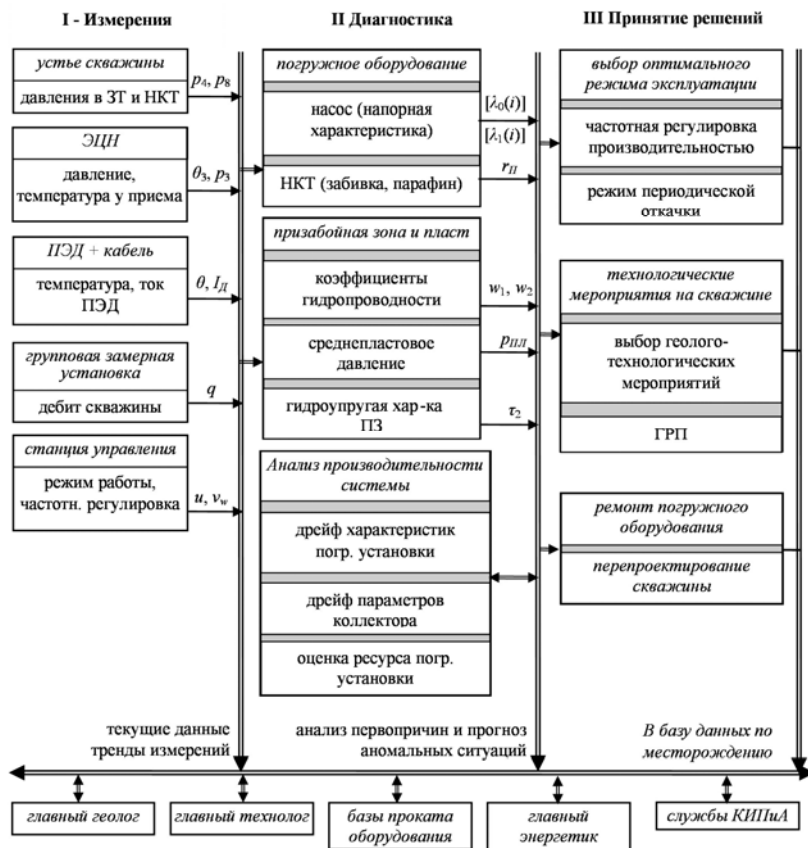
- дрейф коэффициентов аппроксимации напорной характеристики насоса —  $\lambda_0(i)$ ,  $\lambda_1(i)$ ;

- динамику образования парафиновых пробок в НКТ (коэффициент гидросопротивления —  $r_{\Pi}$ ).

Модель ресурса погружной установки учитывает пуско-остановочные режимы (включая частотную регулировку), степень отклонения условий эксплуатации от номинальных — по дебиту скважины и по температуре ПЭД, рассчитываемой с учетом тепловых характеристик двигателя (КПД, потери на тепло, охлаждение восходящим потоком и т.д.).



**Рис. 1.** Структурная схема комплексной модели скважинной системы



**Рис. 2.** Функциональная схема системы комплексного анализа скважины

Представленная комплексная модель скважины, помимо обозначенных задач анализа состояния системы и оценки ее производительности, позволяет решать задачи проектирования, обратные задачи гидродинамических исследований скважин и пластов, предоставляет возможность имитационного моделирования для сопровождения реальной системы (технология наблюдателя) при отработке последующих решений (рис. 2).

Основанная на данной модели технология анализа режимов эксплуатации скважины с электронасосом в условиях реального времени характеризуется следующими функциями:

1. Сбор информации о текущем состоянии скважины. Это данные измерений технологических параметров — глубинных (с использованием погружных телеметрических систем) и устьевых (в том числе дебит скважины, как правило, измеряемый на групповых замерных установках). Также в эту группу входят данные гидродинамических исследований скважин, лабораторные испытания, информация об управляющих воздействиях и т.д.

2. Диагностика состояния скважинной системы, включающая в себя анализ основных гидродинамических характеристик притока и погружного оборудования с использованием методов решения обратных задач ГДИС или методов идентификации [3]. По этим данным производится оценка текущей производительности скважины, анализируются первопричины ее изменения, рассчитывается ресурс погружной установки, строится прогноз дальнейшего состояния системы.

На основе всей совокупности полученных данных и с использованием различных критериев эффективности становится возможным выбор оптимального решения:

- по назначению режима эксплуатации;
- для планирования адекватных геолого-технологических мероприятий (ГТМ) (в том числе при применении ГРП);
- при ремонте или смене погружного оборудования и при повторном проектировании скважины.

Вся информация по скважине может быть передана в базу данных предприятия и использована для анализа и принятия решений в службах главного геолога, технолога, энергетика, служб баз проката оборудования и КИПиА.

## ЛИТЕРАТУРА

1. *Информационные технологии при разработке месторождений* // Нефт. хоз-во. 2007. № 4. С. 26–29.
2. *Соловьев И.Г., Говорков Д.А.* Идентификация гидродинамических параметров скважины оборудованной погружным насосом с наблюдателем процесса разгазирования нефти в подъемнике: (Основы методики I) // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2009. № 3. С. 28–34.
3. *Соловьев И.Г., Говорков Д.А., Фомин В.В.* Модель и динамика переходных режимов нефтяных скважин // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2008. № 6. С. 11–17.
4. *Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти* / Под ред. Ш.К. Гиматудинова. М.: Недра, 1983. 455 с.
5. *Филиппов В.Н.* Надежность установок погружных центробежных насосов для добычи нефти. М.: ЦИНТИХимнефтемаш, 1983. 48 с.
6. *Brownfields benefit from integrated models* // A Hart Energy Publication. 2007.
7. *Dynamic Flow Analysis Book*. 2007 [Электрон. ресурс]. Режим доступа: [www.kappaeng.com](http://www.kappaeng.com).
8. *Intelligent Surveillance Tools Improve Field Management Efficiency* // Oil Review Middle East. 2010. № 13. P. 74–76.

*D.A. Govorkov, G.N. Kurlayev*

**TECHNOLOGY OF ANALYSIS REGARDING PRODUCTION CONDITIONS  
OF WELL WITH ELECTRIC PUMP UNDER REAL TIME**

*The article considers a variant of implementing technology analyzing production conditions of well with electric pump under real time, enabling to perform complex diagnostics regarding state of the system, including the first cause in the change of productivity, together with evaluation of resource.*

**Well systems, well productivity, resource of submersible drilling rig.**