

АВТОМАТИЗАЦИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Д.А. Говорков

ПРОГРАММНАЯ СРЕДА МОДЕЛИРОВАНИЯ И АНАЛИЗА СКВАЖИННОЙ СИСТЕМЫ С ПОГРУЖНЫМ ЭЛЕКТРОНАСОСОМ

Рассматривается реализация комплексной модели гидродинамики скважинной системы с использованием современных визуально-графических средств программирования. Представленная модель, дополненная механизмом ввода и отображения данных и алгоритмами анализа статических и динамических состояний, составляет основу программной среды моделирования и анализа работы скважины. Разработанный графический интерфейс дает возможность решать задачи проектирования и подбора оборудования (погружного насоса), исследовать нережимные и критические состояния и анализировать переходные процессы в системе.

Гидродинамическая модель, скважинная система, визуально-графические средства, задачи проектирования и подбора оборудования, анализ состояний системы.

1. Введение

Типовые группы задач для скважинных систем (СС) [2–4] включают в себя:

- задачи проектирования (подбор оборудования: погружной насос, двигатель и кабель);
- эксплуатации: выбор режима эксплуатации, мониторинг и диагностика оборудования;
- обратные задачи: оценка фильтрационно-емкостных свойств прискважинных зон коллекторов.

Для решения указанных задач традиционно используются [2, 3]:

- методики подбора оборудования на основе расчетных схем установившихся состояний скважины с учетом газовых проявлений;
- алгоритмы назначения режимов эксплуатации (пуски/остановы) с применением оценок производительности скважины и данных мониторинга состояния погружного оборудования;
- расчетные модели и схемы решения обратных задач гидродинамических исследований (ГДИС) по данным наблюдений стационарных или динамических состояний скважины.

Одной из особенностей данных подходов является их узкая направленность на решение определенного класса задач, обуславливающая специфику используемых моделей, схем, алгоритмов. Так, при проектировании не учитывается возможное изменение производительности скважины вследствие износа оборудования или снижения продуктивности коллектора. Традиционные методики ГДИС мало приспособлены для анализа системы в режиме нормальной (реальной) эксплуатации при нестационарных краевых условиях и разнообразных формах входных воздействий, встречающихся на практике. Наконец, алгоритмы принятия решений (управление эксплуатацией) далеко не всегда адекватны существующим и тем более перспективным регулировочным потенциалам скважинных систем (глубинные клапаны, регулируемые забойные пакеры, частотные приводы насосов и т.д.) [8, 9].

Новые подходы к решению типовых задач проектирования, эксплуатации и исследования СС связаны с созданием:

- методик оптимального подбора оборудования с прогнозом влияния факторов деструкции притока и износа оборудования;
- методик управления режимами эксплуатации с использованием:
 - а) схем расчета статических и динамических состояний системы с учетом газовых проявлений,
 - б) модели ресурса погружного оборудования для диагностики его состояния, анализа действия осложняющих факторов и прогноза производительности системы,
 - в) схем выработки управляющих воздействий на основе моделирования поведения скважины и оценки эффективности управления;
- алгоритмов решения обратных задач в режиме нормальной (реальной) эксплуатации по данным измерений динамических состояний скважины при произвольных формах входных воздействий.

В данной статье рассматривается вариант реализации указанных подходов на основе программной среды моделирования и анализа скважинной системы. Алгоритмической основой программного комплекса служит схема расчета единой гидродинамической модели типа «пласт — скважина — насос», дополненная алгоритмами настройки ее параметров, анализа статических и динамических состояний, а также визуально-графическим интерфейсом. Основные положения и расчетные зависимости данной модели, так же как и обозначения параметров и переменных, соответствуют ранее рассмотренным в работах [5, 6].

2. Алгоритмы настройки модели СС

На первом этапе работы программной среды производится создание (настройка) модели СС согласно следующему алгоритму:

- задание основных параметров модели, включая конструкционные, реологические, гидродинамические характеристики призабойной зоны (ПЗ) и подъемника;
- расчет переменных модели в установившемся состоянии пуска, т.е. в номинальном (рабочем) режиме эксплуатации;
- построение аппроксимированной напорной характеристики (н.х.) насоса;
- коррекцию н.х. с учетом частотной регулировки и возможного действия осложняющих факторов, включая износ рабочих органов насоса, забивку насосно-компрессорной трубы (НКТ) и приемной сетки насоса.

Основные параметры модели, задаваемые на первой стадии алгоритма, включают в себя (рис. 1, 1, 2): глубину забоя H_z , среднее давление на контуре питания $P_{пл}$, диаметры обсадной колонны и НКТ $d_{ок}/d_{нкт}$, среднее давление в линии P_l , обводненность и газовый фактор β/G , среднее падение давления на устье в НКТ $\Delta P_{нкт}$ (эквивалентно падению давления на штуцере), удельные веса нефти и воды γ_v / γ_n , используемые для расчета осредненных удельных весов в объемных секторах «устье — насос», «насос — ЗТ» и «насос — НКТ». На рис. 1 (2) изображен типовой график линеаризованного распределения давления в скважине по вертикали.

Рассматриваются два основных варианта алгоритма настройки модели.

Первый вариант описывает существующую скважину, для которой известны глубина подвески насоса H_n , средний дебит q и частота вращения ν в нормальном режиме эксплуатации. На основании данных измерений устьевых переменных, включая давления на устье в ЗТ — P_4 и НКТ — P_8 , а также измерений уровня жидкости над приемом насоса h_4 и/или давления над приемом насоса P_3 рассчитывается профиль давления в скважине в установившемся ре-

жиме пуска. Тем самым восстанавливаются переменные системы, недоступные прямому измерению (наблюдатели): давления в ПЗ — P_2 , в забое — P_1 , на выкиде насоса — P_5 (пример — рис. 1, 2). В итоге становится возможным рассчитать рабочую точку насоса по дебиту — q_N (соответствует измеренному) и напору — h_N (рассчитывается по перепаду давлений на насосе), характеризующую текущее (рабочее) состояние скважинной системы.

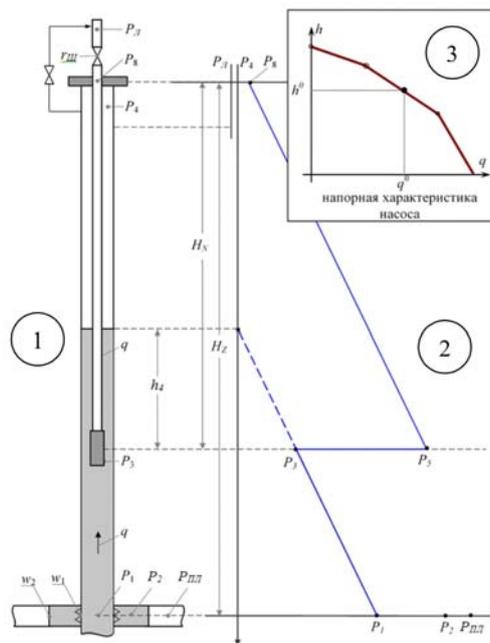


Рис. 1. Структурная схема СС (1), профиль давления в скважине (2) и график напорной характеристики насоса (3)

Второй вариант соответствует проекту новой скважины, для которого заданы оценки потенциальной продуктивности коллектора (коэффициент продуктивности $w_{пл}$) и желаемой производительности насоса (по дебиту). При этом учитываются пороговые параметры «критического» режима работы системы:

- минимально допустимый по срыву подачи уровень жидкости над приемом насоса h_4^{\min} , рассчитываемый с учетом газового фактора G и обводненности;
- минимально допустимый уровень подвески насоса H_N^{\min} , вводимый исходя из условия обеспечения минимального уровня над приемом (h_4^{\min}).

С учетом приведенных соображений рассчитываются уровень подвески насоса и его рабочая точка.

Последним этапом настройки модели является настройка напорной характеристики (НХ) насоса, заданной в виде кусочно-линейной аппроксимации (рис. 1, 3) с номинальной точкой по дебиту и напору $\langle q_0, h_0 \rangle$. При этом также рассматриваются два варианта настройки:

1. Для режима работающей скважины первоначально задается НХ, соответствующая заданной паспортной характеристике действующего насоса. В нормальном режиме эксплуатации рабочая точка $\langle q_N, h_N \rangle$ либо совпадает с номинальной (оптимальный режим), либо «лежит» на НХ (неноминальный ре-

жим). Возможна ситуация, когда расчетная рабочая точка не соответствует указанной характеристике, в частности в условиях дрейфа параметров насоса [7]. Среди множества факторов, обуславливающих возможное изменение НХ, в представленной модели (программе) рассматриваются два основных:

- стачивание рабочих органов насоса вследствие наличия механических примесей в откачиваемой жидкости, учитываемое в виде коэффициента износа v_λ .
- забивка рабочих органов насоса, вводимая как коэффициент забивки n_λ .

Алгоритмы настройки позволяют подбирать значения данных коэффициентов, чтобы «подогнать» номинальную НХ под рабочую точку. Тем самым косвенно производится оценка действия указанных осложняющих факторов.

2. В режиме новой скважины более рациональным является алгоритм перерасчета рабочей точки под заданную НХ (насос считается абсолютно новым), т.е. коррекция рассчитанного распределения давления в системе. Представленный на рис. 2 вариант программной среды моделирования и анализа СС позволяет реализовать изложенный выше алгоритм настройки модели.

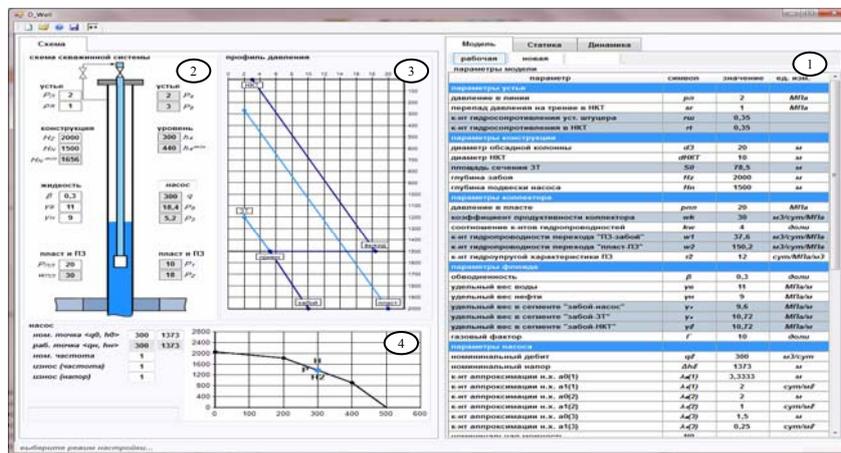


Рис. 2. Пример реализации программной среды моделирования и анализа скважинной системы (модуль настройки модели)

Визуальный интерфейс модуля настройки модели скважины содержит:

- таблицу параметров модели с возможностью ввода и редакции их значений в варианте работающей или новой скважины (рис. 2, 1);
- интерактивную схему скважины с подвижной областью, имитирующей изменения высоты столба жидкости в ЗТ и глубины подвески насоса (рис. 2, 2), а также график профиля давления (рис. 2, 3) в скважине для отображения установившегося состояния пуска;
- график аппроксимированной напорной характеристики насоса (рис. 2, 4) в номинальном режиме и с учетом коррекций, связанных с регулировкой частоты вращения или действием осложняющих факторов.

3. Алгоритмы анализа статических и динамических состояний модели скважины

Рассмотрим пример реализации алгоритмов анализа модели скважины по статическим и динамическим зависимостям.

1. Анализ в статике включает в себя построение статических зависимостей всех переменных системы в установившемся состоянии пуска при вариации основных входных параметров, включая:

- коэффициент продуктивности коллектора и пластовое давление, отражающее тенденцию к «обеднению» коллектора, т.е. к снижению его фильтрационно-емкостных свойств и подпора и соответственно к падению производительности скважины и в пределе к срыву подачи. При росте давления в пласте, наоборот, наблюдается ситуация с ростом потенциального дебита притока в скважину вплоть до перехода в режим фонтанирования;

- обводненность, удельные веса воды и нефти, газовый фактор — ключевые параметры, определяющие давление над приемом насоса и, как следствие, возможность срыва подачи;

- трение в НКТ, характеризующее дополнительные потери давления в НКТ при наличии в ней парафиновых отложений;

- частоту насоса, коэффициенты, характеризующие действие факторов засорения и износа. Данные параметры отражают режим работы насоса (в первую очередь его рабочую точку).

Исследуемыми переменными при этом являются (рис. 3, 1): основные давления в характерных точках скважины, дебит скважины и уровни жидкости над приемом насоса в установившемся состоянии пуска и останова. Анализ в статике позволяет выявить пороговые значения параметров, сигнализирующих о переходе скважинной системы в критические режимы работы.

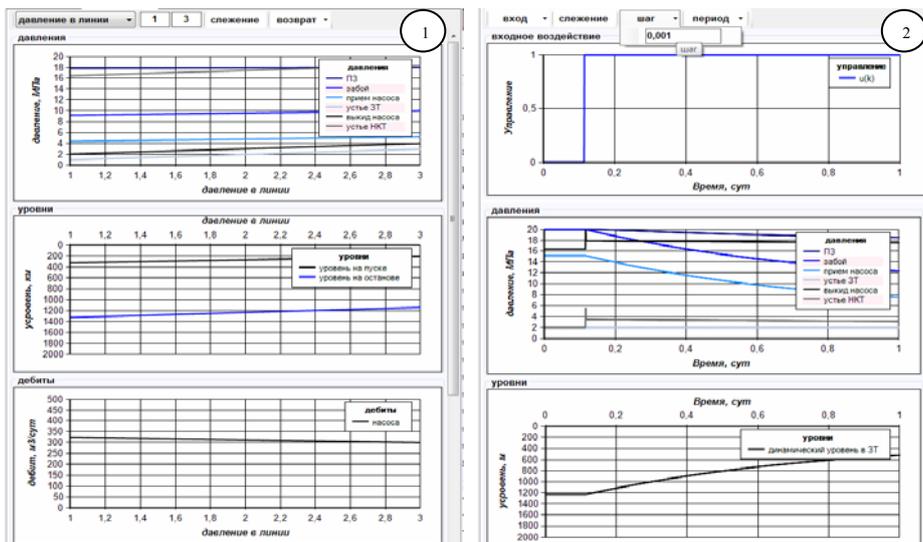


Рис. 3. Графики статических и динамических состояний СС

2. Анализ в динамике предполагает построение графиков переходных процессов основных переменных системы (соответствуют рассматриваемым при анализе в статике) как реакцию на заданные входные воздействия, а именно: пуско-остановочного режима и частотной регулировки насоса. Расчет переходных процессов осуществляется по схеме численного интегрирования Эйлера, при этом начальные условия задаются по данным установившегося состояния останова. Выделим основные особенности анализа в динамике:

— прогнозирование поведения системы для заданных входных воздействий на любом периоде времени позволяет оценивать эффективность управляющих воздействий;

— восстановление переменных состояния, недоступных прямому измерению (технология наблюдателей состояний [1, 10]), увеличивает диагностический потенциал системы;

— возможность сопоставления модельных и фактических данных создает предпосылки для решения обратных задач, в том числе при использовании известных схем МНК — оценивания гидродинамики ПЗ и дрейфующих параметров насоса [5, 8].

Представленная среда программирования во многом реализует заявленные возможности решения задач, связанных с проектированием и эксплуатацией скважинных систем.

ЛИТЕРАТУРА

1. *Intelligent Surveillance Tools Improve Field Management Efficiency* // Oil Review Middle East. 2010. № 13. С. 74–76.

2. *Информационные технологии при разработке месторождений* // Нефтяное хозяйство. 2007. № 4. С. 26–29.

3. *Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти* / Под ред. Ш.К. Гиматудинова. М.: Недра, 1983. 455 с.

4. *Соловьев И.Г. Иерархия адаптивных технологий нефтедобычи реального времени* // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. 2008. № 2. С. 19–24.

5. *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.

6. *Говорков Д.А., Курлаев Г.Н. Технология анализа режимов эксплуатации скважины с электронасосом в условиях реального времени* // Вестн. кибернетики. Тюмень: Изд-во ИПОС СО РАН, 2011. № 10. С. 22–27.

7. *Эксплуатация осложненного фонда скважин 2010* // Инженерная практика: Производственно-техн. нефтегаз. журн. 2011. Вып. 2. [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://glavteh.ru>.

8. *Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование нефтяных и газовых скважин и пластов*. М.: Недра, 1984, 269 с.

9. *Гаджиев М.А. Способы оценки эксплуатационных качеств систем скважина — пласт* // Нефтяное хозяйство. 2003. № 5.

10. *Жильцов В.В., Дударев А.В., Демидов В.П. и др. Решения и развитие интеллектуальной технологии мониторинга и управления механизированным фондом скважин* // Нефтяное хозяйство. 2006. № 10. С. 128–130.

D.A. Govorkov

Simulation and analytical software environment regarding a wellbore system with a submersible electric pump

The paper considers implementation of an integrated model with regard to hydrodynamics of a wellbore system, using modern visual-and-graphical software. The presented model supplemented with a mechanism of data input and display, as well as analytical algorithms of static and dynamic states, forms the basis of software environment regarding simulation and analysis of well operation. The elaborated graphical interface provides opportunities to solve problems of designing and selection of equipment (a submersible pump), as well investigation problems of non-modal and critical states, and analysis of transition processes in the system.

Hydrodynamic model, wellbore system, visual-and-graphical software, aims of designing and selection of equipment, analysis of system states.